Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

Enbridge Pipelines Inc.

Projet d'agrandissement Alberta Clipper

OH-4-2007

Février 2008

Installations et droits et tarifs

Canada

2008-02904/

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Enbridge Pipelines Inc.

Demande présentée en date du 30 mai 2007 aux termes de l'article 52 et approbation en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) du projet d'agrandissement Alberta Clipper.

OH-4-2007

Février 2008

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2008
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2008-2F
ISBN 978-0-662-07781-7

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2008 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2008-2E
ISBN 978-0-662-47446-3

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures ..... **iii**
Liste des tableaux ..... **iii**
Liste des annexes ..... **iii**
Glossaire, sigles et abréviations ..... **iv**
Exposé et comparutions ..... **vii**

1. Introduction **1**
1.1 Aperçu 1
1.2 Le mandat de l'Office national de l'énergie 1
1.3 L'intérêt public 2
1.4 Contexte de réglementation 2

2. Requête de la Première nation Dakota de Standing Buffalo **6**

3. Installations **16**
3.1 Conception du projet 16
3.1.1 Normes et règlements pertinents et procédures d'Enbridge 16
3.1.2 Description des installations proposées et du mode d'exploitation 17
3.1.3 Substitution d'un processus d'essai AIV à l'essai de pression hydrostatique 20
3.2 Intégrité du pipeline et des installations connexes 21
3.2.1 Programme de gestion de l'intégrité (PGI) 21
3.2.2 Épaisseur de paroi des tubes et épaisseur de la couverture 22
3.3 Construction et exploitation 24
3.3.1 Calendrier de construction proposé 24
3.3.2 Sécurité pendant la construction 24
3.3.3 Programme d'assemblage 25
3.3.4 Commande des réseaux pipeliniers 25
3.3.5 Protection civile et intervention d'urgence 28

4. Questions foncières **30**
4.1 Tracé et besoins en terrains 30
4.2 Droits fonciers et acquisition de terrains 32

5. Consultations publiques **34**
5.1 Programme de consultations sur le pipeline Alberta Clipper 34
5.2 Consultations pendant tout le cycle de vie des installations proposées 35

6. Questions autochtones **38**
6.1 Participation des groupes autochtones au processus réglementaire 38
6.2 Engagement à la participation des Autochtones par Enbridge 40
6.3 Impacts du projet sur les Autochtones 44

7. Questions environnementales et socioéconomiques 50
7.1 Processus d'examen environnemental préalable 50
7.2 Questions socioéconomiques 51
7.2.1 Utilisation des terres 51
7.2.2 Épaisseur de couverture 52
7.2.3 Perturbations des villes et villages 52
7.2.4 Services d'urgence et hébergement 53

8. Droits et tarifs 55
8.1 Processus de négociation du règlement 55
8.2 Règlement Alberta Clipper Canada 56
8.3 Incidence sur les droits 57

9. Aspects économiques, questions financières, offre et marchés 62
9.1 Offre de pétrole brut 62
9.2 Marchés 63
9.3 Capacité de transport 65
9.4 Capacité de financement 67
9.5 Incidence économique et commerciale 68

10. Conclusion concernant le caractère d'utilité publique du projet 77

11. Dispositif 78

Liste des figures

1-1 Projet Alberta Clipper 5
6-1 Carte des emplacements des intervenants autochtones par rapport au tracé du pipeline proposé 39
9-1 Comparaison des prévisions de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien 63
9-2 Débit total et capacité de transport de pétrole léger à partir de l'Ouest canadien 66
9-3 Débit total et capacité de transport de pétrole lourd à partir de l'Ouest canadien 67

Liste des tableaux

6-1 Intervenants autochtones à l'audience Alberta Clipper 38
6-2 Premières nations de la Saskatchewan identifiées par Enbridge comme étant susceptibles d'être touchées par Alberta Clipper 42
8-1 Coûts d'immobilisations d'Alberta Clipper 57
8-2 Incidence sur les droits du réseau principal 58
8-3 Incidence sur les droits du réseau principal 59
9-1 Estimation de la capacité de production de brut de l'Ouest canadien qui resterait inexploitée 65

Liste des annexes

I Liste des questions 79
II Lettre à Enbridge concernant l'essai de remplacement de la validation de l'intégrité 80
III Conditions du certificat 83
IV Annexe A de l'ordonnance 90

Glossaire, sigles et abréviations

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AF	autorité fédérale
AFL	Alberta Federation of Labour
AIV	essai de remplacement de la validation de l'intégrité, selon l'expression anglaise *alternative integrity validation*
Alberta Clipper ou projet	projet d'agrandissement Alberta Clipper
API	American Petroleum Institute
AR	autorité responsable
b/j	barils par jour
BATC	Battleford Agency Tribal Chiefs Inc.
BK	borne kilométrique
BPV	basse pression de vapeur
BPLI	besoins en produits liés aux immobilisations
BPNLI	besoins en produits non liés aux immobilisations
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
capacité de transport annuelle	quantité journalière moyenne que le réseau peut transporter sur une base annuelle
certificat	certificat d'utilité publique
CSA	Association canadienne de normalisation
demandeur	Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge)
DFIT	droits fonciers issus de traités
É.-U.	États-Unis
ébauche du REEP	ébauche du *Rapport d'examen environnemental préalable*
EC	Environnement Canada
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
END	examen non destructif

expéditeur	partie qui passe un contrat ou commande des volumes pour l'obtention de services de transport sur un pipeline
FSIN	Federation of Saskatchewan Indian Nations
ha	hectare(s)
II	inspection interne
Keeseekoose	Première nation de Keeseekoose
km	kilomètre(s)
kPa	kilopascal(s)
LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
Lignes directrices	*Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs*, publiées par l'Office national de l'énergie
Loi ou Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
m	mètre
m^3	mètre cube
m^3/j	mètres cubes par jour
mm	millimètre
MPLA	Manitoba Pipeline Landowners Association
MTTR	modélisation transitoire en temps réel
NMS	Nation des Métis – Saskatchewan
norme CSA Z662	version la plus récente de la norme Z662 de la CSA, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, avec ses modifications successives
norme CSA Z662-07	version 2007 de la norme Z662 de la CSA, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* (parue uniquement en langue anglaise à ce jour)
NPS	diamètre nominal de tuyau, en pouces
Office	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
PADD	Petroleum Administration for Defense District – définit une région de marché pour le pétrole brut aux États-Unis

Peepeekisis	Nation crie de Peepeekisis
PFUDC	provision pour fonds utilisés durant la construction
PGI	programme de gestion de l'intégrité
PIU	programme d'intervention en cas d'urgence
PME	pression maximale d'exploitation
Poundmaker	Nation crie de Poundmaker
PPE	plan de protection de l'environnement
RCA	rendement du capital-actions
Red Pheasant	Première nation de Red Pheasant
REEP	*Rapport d'examen environnemental préalable*
règlement	règlement Alberta Clipper Canada conclu avec l'ACPP
réseau principal	ensemble d'oléoducs appartenant à Enbridge au Canada, qui s'étend d'Edmonton (Alberta) à la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba)
RID	règlement incitatif sur les droits
Roseau River	Première nation Anishinabe de Roseau River
RPT-99	*Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*
RSE	responsabilité sociale d'Enbridge à titre d'entreprise
SAPL	Saskatchewan Association of Pipeline Landowners
SBM	système de bilan matières
SCADA	système de télécommande et d'acquisition de données
SCEP	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier
SMAW	soudage à l'arc avec électrode enrobée (*shielded metal arc welding*)
Standing Buffalo	Première nation Dakota de Standing Buffalo
TIP	trousse d'information préliminaire

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) et à ses règlements d'application;

PAR SUITE D'une demande qu'Enbridge Pipelines Inc. a présentée le 30 mai 2007 pour solliciter la délivrance d'un certificat d'utilité publique, aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, l'autorisant à construire et à exploiter le projet d'agrandissement Alberta Clipper, l'approbation, en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, de la méthode de tarification proposée à l'égard du projet d'agrandissement Alberta Clipper, ainsi que toute autre mesure qu'Enbridge pourrait demander ou que l'Office pourrait juger indiquée suivant l'article 20 de la Loi sur l'ONÉ; demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie sous le dossier OF-Fac-Oil-E101-2007-03 01;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience OH-4-2007 de l'Office national de l'énergie, datée du 28 juin 2007;

ENTENDUE à Calgary (Alberta) les 5, 6 et 26 novembre 2007 et à Regina (Saskatchewan) les 19 et 20 novembre 2007.

DEVANT :

J.S. Bulger	Membre présidant l'audience
K.M. Bateman	Membre
S.J. Crowfoot	Membre

Comparutions	**Participants**	**Témoins**
D.G. Davies	Enbridge Pipelines Inc.	D. Smith
T. Hughes		K. Gilmore
J.H. Strain		T. Petter
E.W. Dixon		L. Zupan
		J. Paetz
		B. Shamla
		B. Somerville
		L. LeBlanc
		R. Doering
		R. Wight
		J. Gerez
		N. Earnest
		J. Garcia
		W. Schrage
		R. Fischer
		D. Zacharias
		G. Herchak
		L. Neis
		J. Whitney

L. Chahley	Alberta Federation of Labour	
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers	G. Stringham
J. Todesco	Nexen Inc.	
D. Armstrong	Suncor Energy Marketing Inc.	
W. Blain	Battleford Agency Tribal Chiefs Inc.	D. Swiftwolfe S. Wuttunee W. Standinghorn
J.D. Jodouin	Federation of Saskatchewan Indian Nations	G. Kerr M. Watson
G.R. Jeerakathil	Première nation de Keeseekoose	
D. Racine R. Doucette	Nation des Métis – Saskatchewan	
G.R. Jeerakathil	Nation crie de Poundmaker	
C.M. Ozirny	Première nation de Red Pheasant	
M. Phillips	Première nation Dakota de Standing Buffalo	
S. Rymes	Industrie et Ressources Saskatchewan	
J.A. Fisk J.D. Saumure	Office national de l'énergie	

Chapitre 1

Introduction

1.1 Aperçu

Le 30 mai 2007, Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge ou le demandeur) a présenté une demande aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) pour solliciter la délivrance d'un certificat d'utilité publique à l'égard du projet d'agrandissement Alberta Clipper (Alberta Clipper ou projet). Le projet consiste à aménager un nouvel oléoduc de 914 millimètres (mm) de diamètre extérieur (diamètre nominal de tuyau (NPS) de 36 po), et les installations connexes, qui s'étendrait sur 1 074 kilomètres (km) depuis le terminal de Hardisty (Alberta) d'Enbridge jusqu'à un point sur la frontière canado-américaine, près de Gretna (Manitoba) (figure 1-1). Enbridge a indiqué au cours de l'audience, soit le 5 novembre 2007, que la longueur du pipeline avait changé et était maintenant de 1 078 km.

Le nouvel oléoduc serait installé à l'intérieur ou le long d'emprises existantes d'Enbridge ou de tiers, et attenant à celles-ci, sur presque toute sa longueur. Il faudrait aménager une nouvelle emprise non contiguë sur quelque 44 km. Le projet comprendrait l'installation de nouvelles motopompes dans huit stations existantes d'Enbridge, entre Hardisty et Gretna, et la mise en place d'une nouvelle station de pompage près de Regina (Saskatchewan), en plus de réservoirs de réception, de motopompes auxiliaires et d'autres installations de terminal à Hardisty.

Le projet a pour but d'accroître la capacité d'acheminement à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BOSC) jusqu'à la région (traditionnelle et élargie) du PADD II (Petroleum Administration for Defense District) et aux marchés de l'Est du Canada. La capacité annuelle initiale du projet se chiffrerait à 71 500 mètres cubes par jour (m^3/j), ou 450 000 barils par jour (b/j), mais elle pourrait être portée à 127 000 m^3/j (800 000 b/j). La date cible fixée pour la mise en service d'Alberta Clipper est le 1er juillet 2010.

Dans sa demande, Enbridge a également prié l'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) d'approuver la méthode de tarification proposée à l'égard du projet, en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ.

1.2 Le mandat de l'Office national de l'énergie

L'ONÉ a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure énergétique, conformément au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines et des lignes internationales de transport d'électricité, ainsi que de la mise en valeur des ressources énergétiques. Dans le cadre de l'accomplissement de son mandat, l'Office peut tenir des audiences publiques pour entendre les points de vue et positions de toutes les parties dans un dossier avant de rendre une décision sur une demande d'approbation de nouvelles installations de son ressort. Dans l'exercice de ses fonctions quasi judiciaires, l'Office est lié par le mandat que lui confère la Loi sur

l'ONÉ. Dans certaines circonstances, comme en l'espèce, l'Office constitue une autorité responsable (AR) en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE).

Pour ce qui concerne Alberta Clipper, les parties III et IV de la Loi sur l'ONÉ, entre autres dispositions, forment le cadre réglementaire pertinent. La partie III de la Loi sur l'ONÉ exige que l'Office fasse une détermination, dans l'intérêt public canadien, au sujet du *caractère d'utilité publique* [du projet] *tant pour le présent que pour le futur*. La partie IV de la Loi sur l'ONÉ prescrit que l'Office doit faire des déterminations concernant les droits et les tarifs, tel qu'il est exposé au chapitre 8.

Au cours de l'examen d'une demande, l'Office adopte une approche qui englobe tout le cycle de vie du projet. C'est ainsi que tous les enjeux et sujets de préoccupation portés à la connaissance de l'Office ont été examinés dans le contexte du cycle de vie complet d'Alberta Clipper (c.-à-d. la conception, la planification, la construction, l'exploitation, la désaffectation et la cessation d'exploitation). L'Office a aussi tenu compte de ses diverses fonctions de réglementation, notamment au chapitre de l'évaluation de la demande et de la vérification post-décision de la conformité aux conditions d'approbation, à chaque étape du cycle de vie du projet.

1.3 L'intérêt public

Dans son plan stratégique, l'Office a défini comme suit la notion de l'intérêt public :

> L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, l'Office doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences et rendre une décision.

Suivant la Loi sur l'ONÉ, les facteurs dont il faut tenir compte et les critères qui doivent être appliqués pour parvenir à une décision concernant l'intérêt public, ou le caractère d'utilité publique d'un projet tant pour le présent que pour le futur, peuvent varier en fonction des circonstances, notamment de la demande, de l'emplacement du projet, du produit en cause, des composantes de la population qui seront touchées par la décision, des valeurs sociales de l'époque et des visées des dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ.

L'Office rend ses décisions dans l'intérêt public, en fonction du respect des droits des personnes touchées, de son souci de protéger l'environnement et de son engagement à l'égard de la sécurité et la sûreté.

1.4 Contexte de réglementation

Le 25 octobre 2006, Enbridge a déposé une trousse d'information préliminaire (TIP) concernant le projet afin de mettre en branle et de favoriser un examen réglementaire efficace du projet et de permettre à l'Office et aux autres ministères fédéraux de déterminer quelles sont leurs responsabilités au chapitre de l'évaluation environnementale du projet et quelle doit être la portée de l'évaluation à effectuer en application de la LCÉE.

Enbridge a déposé sa demande visant Alberta Clipper le 30 mai 2007, y sollicitant l'autorisation de construire et d'exploiter la partie de l'oléoduc qui se trouverait en sol canadien. Elle prévoyait entreprendre les travaux de construction au début de 2008 pour garantir que le projet entre en service d'ici le milieu de 2010.

La réalisation du projet exige la délivrance d'un certificat d'utilité publique aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, et ceci entraîne comme exigence la conduite d'une évaluation environnementale en vertu de la LCÉE. Comme le projet comporte l'aménagement d'une nouvelle emprise sur une distance de moins de 75 km, l'évaluation environnementale faite en vertu de la LCÉE a pris la forme d'un examen préalable.

L'Office a décidé d'examiner la demande dans le cadre d'une audience publique orale et, le 28 juin 2007, il a publié l'ordonnance d'audience OH-4-2007, qui fixait le déroulement de l'audience. L'Office a reçu, et agréé, 26 demandes de statut d'intervenant, présentées dans les délais qu'il avait fixés. De plus, l'Office a reçu ultérieurement, et approuvé, six demandes tardives en vue d'obtenir le statut d'intervenant, de la part de la Battlefords Agency Tribal Chiefs Inc., de la Première nation de Keeseekoose, de la Nation des Métis – Saskatchewan, de la Nation crie de Peepeekisis n° 81, de la Nation crie de Poundmaker et de la Première nation de Red Pheasant.

Dans l'ordonnance d'audience OH-4-2007, l'Office a invité les parties à proposer des modifications ou des ajouts à la liste des questions, ce qu'elles devaient faire au plus tard le 23 août 2007. L'Office a reçu des commentaires au sujet de la liste des questions de la part de Northern Pipeline Projects Ltd., de la Première nation Dakota de Standing Buffalo (Standing Buffalo), de la Première nation Anishinabe de Roseau River, de la Nation crie de Samson, de la Nation crie de Maskwacis, de la Fédération des Métis du Manitoba et de la Première nation de Montana. Ces parties ont fait valoir des préoccupations concernant les méthodes de construction et la sécurité pendant la construction, les droits des peuples autochtones, le savoir traditionnel des Autochtones dans le domaine de l'environnement et l'information sur l'utilisation des sols.

Dans la réponse qu'il a adressée aux parties le 28 août 2007, l'Office a conclu qu'il n'y avait pas lieu d'apporter des modifications ou des ajouts à la liste des questions de l'audience, car elles englobaient tous les points que les parties avaient soulevés, dans la mesure où ils étaient pertinents dans le contexte de la détermination que l'Office était appelé à faire.

Le 19 octobre 2007, l'Office, tenant compte de l'emplacement du projet et des intérêts des intervenants, a annoncé les endroits où l'audience se tiendrait, soit à Brandon (Manitoba), à Saskatoon et Regina (Saskatchewan) et à Calgary (Alberta).

Toujours le 19 octobre 2007, la Manitoba Pipeline Landowners Association (MPLA) et la Saskatchewan Association of Pipeline Landowners (SAPL), qui étaient au nombre des intervenants, ont informé l'Office qu'elles avaient résolu les préoccupations que soulevait la demande relative à Alberta Clipper et qu'elles se retiraient de l'instance.

Suite au retrait de la MPLA et de la SAPL, les séances d'audience à Brandon n'étaient plus nécessaires et l'audience a débuté le 5 novembre 2007 à Calgary.

Le 12 novembre 2007, à la demande de la Première nation de Keeseekoose et de la Nation crie de Poundmaker, les séances d'audience qui devaient initialement avoir lieu à Saskatoon ont débuté, une semaine plus tard, à Regina.

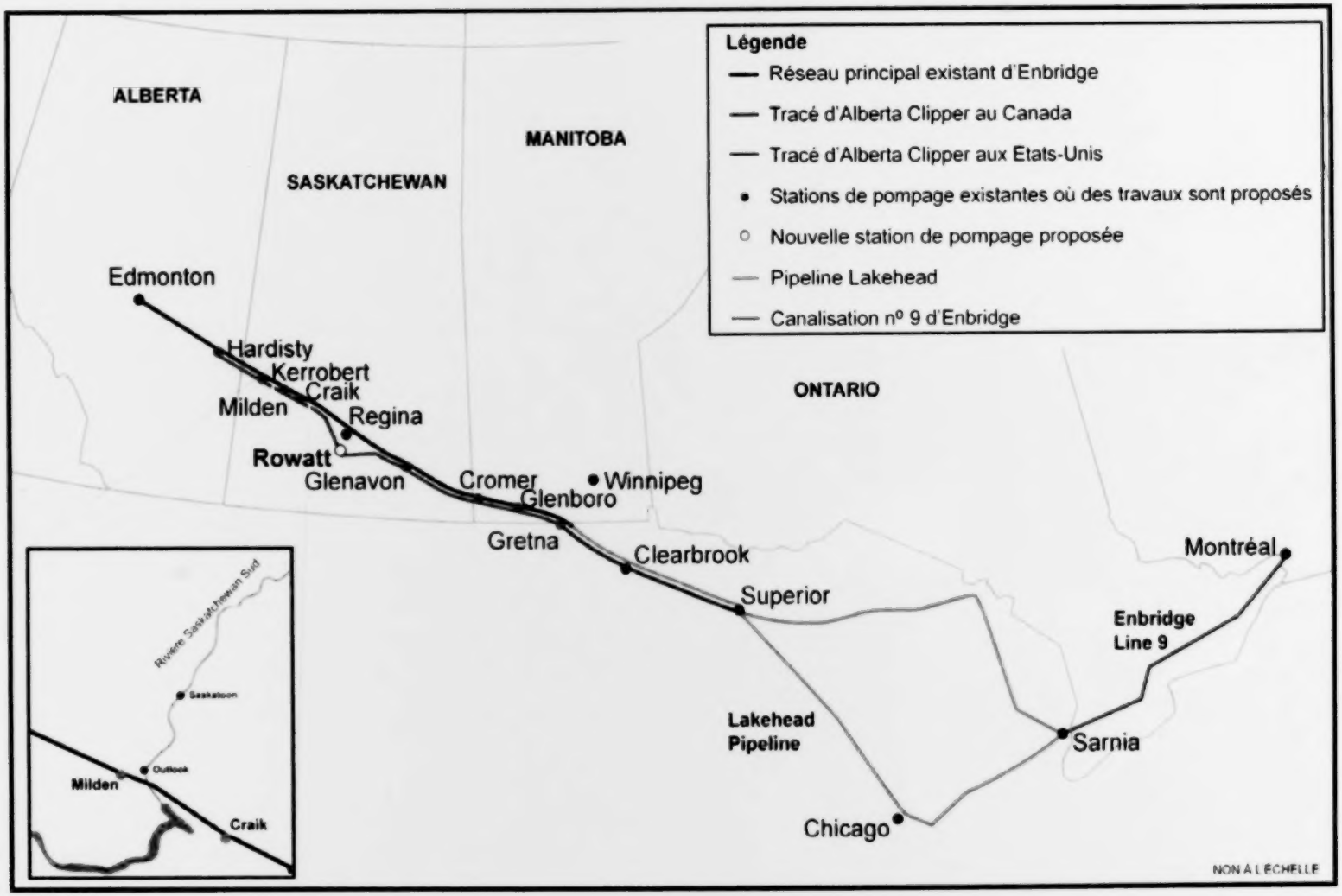
L'audience publique orale s'est tenue les 5, 6 et 26 novembre 2007 à Calgary et les 19 et 20 novembre 2007 à Regina.

Le 6 novembre 2007, Standing Buffalo a déposé un avis de requête pour solliciter un jugement établissant que l'Office n'avait pas compétence pour examiner le projet sans avoir déterminé : a) si les consultations de la Couronne auprès de Standing Buffalo avaient été suffisantes; et b) s'il était nécessaire que la Couronne soit présente durant l'audition de la demande pour répondre aux revendications de Standing Buffalo concernant l'existence de droits potentiels à l'égard de terres traditionnelles Dakota sur lesquelles le projet serait situé. La décision de l'Office au sujet de la requête est exposée au chapitre 2 des Motifs de décision.

En qualité d'AR, l'Office a préparé un *Rapport d'examen environnemental préalable* (REEP) en conformité avec la LCÉE. Le 9 janvier 2008, il a publié une ébauche du REEP pour recueillir les commentaires du public à son sujet.

La version définitive du REEP a été diffusée le 22 février 2008; le REEP définitif incorpore les commentaires reçus sur l'ébauche du REEP et expose l'opinion de l'Office et la détermination faite en application de la LCÉE.

Figure 1-1
Projet Alberta Clipper



Chapitre 2

Requête de la Première nation Dakota de Standing Buffalo

Première nation dakota de Standing Buffalo

Le 30 juillet 2007, Standing Buffalo a déposé une demande en vue d'obtenir le statut d'intervenant. Pour justifier sa participation au processus, Standing Buffalo a invoqué un titre ancestral non éteint, les droits à l'autonomie gouvernementale et le statut historique d'allié.

Le 6 novembre 2007, Standing Buffalo a déposé un avis de requête dans lequel il demandait à l'Office de rendre les décisions suivantes :

a) que l'Office n'a aucune compétence pour examiner le bien-fondé de la demande de projet d'agrandissement Alberta Clipper sans au préalable déterminer si Standing Buffalo a une revendication crédible au sens de la décision de la Cour suprême dans l'arrêt *Nation Haïda c. Colombie-Britannique*[1] *(ministre des Forêts (Haïda))*;

b) que le devoir d'agir équitablement suppose que la Couronne est tenue de donner suite à la revendication de Standing Buffalo, et qu'en l'absence d'une suite de la part de la Couronne, la revendication de Standing Buffalo est acceptée parce que irréfutée et que l'Office détermine qu'il n'a pas la compétence voulue pour juger du bien-fondé de la demande d'Enbridge.

Pour appuyer sa requête, Standing Buffalo se basait sur une déclaration sous serment du chef Roger Redman et, tel qu'il avait été convenu avec l'Office, sur la preuve fournie par ses Aînés lors d'audiences récentes de l'Office, plus particulièrement l'audience sur l'agrandissement de la capacité d'Enbridge (Westpur) entre Alida et Cromer (OH-2-2007), l'audience de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd (OH-1-2007) et l'audience d'Enbridge Southern Lights GP Inc. (OH-3-2007).

Le 8 novembre 2007, l'Office a établi un processus pour examiner l'avis de requête. Les parties désireuses de répondre à la requête ont été invitées à déposer leur réponse avant le 19 novembre 2007. Standing Buffalo a eu jusqu'au 23 novembre 2007 pour déposer sa réponse, après quoi l'Office rendra une décision sur la requête en temps opportun.

La partie orale de l'audience OH-4-2007 s'est déroulée à Regina la semaine du 19 novembre 2007 pour permettre la participation de Standing Buffalo et d'autres groupes autochtones. Le 19 novembre 2007, l'avocat de Standing Buffalo a assisté à l'audience, déposé un avis de comparution et exprimé l'avis qu'une décision sur la requête était requise sur cette question préliminaire avant que l'Office ne poursuive l'audience.

---

1 [2004] R.C.S. n° 70

L'Office a étudié la requête de Standing Buffalo et a statué qu'il n'avait pas besoin de rendre de décision sur la requête au début de la partie de l'audience à Regina. L'Office a donné plusieurs raisons à cela, dont le fait que le processus pour entendre la requête n'était pas encore complété, que la preuve attendue lors de l'audience fournirait d'autres éléments factuels relatifs aux questions soulevées dans la requête et que commencer l'audience ne porterait pas préjudice aux intérêts de Standing Buffalo. Suite à la décision de l'Office au sujet de la requête, l'avocat et les représentants de Standing Buffalo ont quitté la salle d'audience et n'ont plus participé à l'audience.

Commentaires sur la requête

Standing Buffalo

Standing Buffalo revendique un titre ancestral de la propriété sur laquelle le projet est censé être implanté. Elle a affirmé avoir une revendication potentielle de sorte que le critère énoncé dans l'arrêt *Haïda* est engagé. D'après ce critère, il est nécessaire d'évaluer si l'activité proposée est susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur des revendications de droits, ce qui déterminerait l'étendue de l'obligation de consultation de la Couronne au regard de ces revendications, et d'évaluer également si la consultation de la Couronne, le cas échéant, a satisfait l'étendue de cette obligation.

Invoquant la cause *Haïda*, Standing Buffalo a affirmé que l'ONÉ ne peut examiner la substance de la demande visant Alberta Clipper qu'après : (1) avoir établi que Standing Buffalo a présenté une revendication potentielle crédible de la propriété visée par le projet; (2) avoir déterminé l'étendue de l'obligation de consultation de la Couronne; et (3) s'être assuré que l'obligation de consultation de la Couronne a été satisfaite.

Standing Buffalo prétend que l'obligation d'équité contraint la Couronne à réagir à sa revendication et que, si la Couronne ne réagit pas, l'ONÉ serait tenu de conclure qu'il n'a pas compétence pour examiner la demande d'Enbridge.

Standing Buffalo a affirmé que son droit sur les terres existe depuis des temps immémoriaux et qu'elle n'a pas signé de traité. Selon elle, ce fait, conjugué avec son rapport avec la Couronne fondé sur le statut historique d'allié, donne lieu à une revendication crédible de droits à l'autonomie gouvernementale.

Standing Buffalo a soutenu que l'opinion de la Couronne sur sa revendication n'est pas déterminante du point de vue juridique. Le fait, selon elle, que la Couronne soit engagée dans des négociations depuis de nombreuses années laisse supposer qu'elle croit que la revendication est bel et bien crédible. Standing Buffalo a de plus fait valoir que, même si la réaction de la Couronne à sa revendication aurait pu être négative, puisqu'elle ne s'est pas présentée pour contredire sa position en l'espèce, on peut conclure que la Couronne ne conteste pas l'existence de la revendication potentielle crédible de Standing Buffalo.

Standing Buffalo a soutenu que, si la Couronne ne se présente pas à l'audience, il est nécessaire de prendre en compte l'effet préjudiciable potentiel du projet. Selon elle, le fait que le projet serait construit sur les terres des Dakota est un effet préjudiciable potentiel tel qu'envisagé dans l'arrêt *Haïda* du fait qu'il porte atteinte aux droits à l'autonomie gouvernementale protégée par la

constitution. Le pipeline proposé porterait directement atteinte au droit de Standing Buffalo de contrôler son territoire traditionnel sur la base de sa revendication du titre ancestral sur la propriété où passerait le pipeline.

Selon Standing Buffalo, l'Office doit d'abord conclure que la Couronne a une obligation de consultation avant d'évaluer si la consultation est suffisante. Il devrait tenir compte de la force de la revendication et de l'importance de l'effet préjudiciable uniquement par après, déterminer l'étendue de l'obligation de consultation et juger si la consultation de la Couronne a satisfait à l'étendue de cette obligation. Standing Buffalo a maintenu que la Couronne n'a rien fait d'autre que de l'informer du projet.

Standing Buffalo a également affirmé que le processus d'audience publique ne peut satisfaire l'obligation de consultation de la Couronne car l'ONÉ n'est pas mandataire de la Couronne et que, contrairement à la Couronne, l'ONÉ n'est pas tenu à une obligation de représentant vis-à-vis de Standing Buffalo. Standing Buffalo a ajouté que la consultation d'Enbridge ne peut pas satisfaire à l'obligation de la Couronne car, même si sa consultation pouvait satisfaire à l'obligation de la Couronne dans certaines circonstances, Enbridge n'est pas en mesure de mener des consultations convenables en ce qui a trait à l'autonomie gouvernementale. Standing Buffalo a soutenu que la consultation d'Enbridge était superficielle et insuffisante dans un contexte non visé par un traité.

En résumé, Standing Buffalo a soutenu que l'Office doit soit ordonner au Canada de comparaître pour que toutes les parties puissent débattre de la question de compétence en présence du Canada, soit déterminer qu'il n'a pas compétence pour examiner le bien-fondé de l'importante demande dont il a été saisi.

Enbridge

Enbridge a dit que la requête devrait être refusée du fait que rien ne justifiait que l'Office rende les décisions sollicitées par Standing Buffalo. Selon elle, même si les revendications de Standing Buffalo devaient être réputées crédibles, cela n'influerait en rien sur la compétence de l'Office de se prononcer sur la demande. Enbridge a ajouté que l'obligation de consultation de la Couronne ne résulte pas seulement de la démonstration d'une revendication autochtone crédible; il doit y avoir également démonstration que l'activité proposée pourrait avoir un effet préjudiciable sur les revendications de droits autochtones. Enbridge a estimé que la décision de l'Office à propos des effets du projet ne pourrait être rendue qu'après que toutes les preuves ont été reçues et que le processus d'audience a été mené à terme.

Enbridge a déposé une déclaration sous serment de Glenn Herchak, son directeur des Affaires gouvernementales, à laquelle était jointe une copie d'une lettre envoyée par Affaires indiennes et du Nord Canada au chef Ken Whitecloud en date du 25 juillet 2007. La lettre, portant la mention « sous réserve de tous droits », signée par Michel Roy, sous-ministre adjoint, Revendications et gouvernement indien, informe le chef Whitecloud que les premières nations des Dakota « ...n'ont pas de droits ancestraux au Canada ».

Association canadienne des producteurs pétroliers

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) s'est opposée à la requête, soutenant que l'affirmation de Standing Buffalo selon laquelle l'Office n'a pas compétence pour examiner la demande dont elle est saisie, était déraisonnable et sans fondement en droit. Selon l'ACPP, l'objet fondamental de la préoccupation de Standing Buffalo dépasse la compétence de l'Office.

L'ACPP a également fait valoir que l'examen d'un projet de développement par un organisme de réglementation ne nécessite pas, comme préalable à l'exercice de sa compétence, le règlement d'une revendication, quelle qu'elle soit. L'ACPP a soutenu que l'enjeu fondamental de Standing Buffalo consiste à faire en sorte que la Couronne réponde favorablement à ses revendications de droits et que son intervention dans le cadre du processus de l'ONÉ est accessoire à cet enjeu fondamental. Selon l'ACPP, l'Office ne peut pas trancher dans cet enjeu fondamental. L'Association a par ailleurs indiqué que l'ONÉ n'a pas compétence pour refuser de traiter des demandes qui répondent aux exigences de la réglementation en raison des revendications non réglées vis-à-vis de la Couronne, et que la jurisprudence n'oblige pas l'Office à stopper son processus.

En réponse à l'affirmation de Standing Buffalo voulant que l'ONÉ doit accepter la preuve de sa revendication si elle n'est pas contestée, l'ACPP a affirmé qu'il n'existe pas de règle de droit applicable aux instances de l'ONÉ. L'ACPP a ajouté que même si la partie qui a soumis la requête affirme que la Couronne est restée silencieuse, la preuve a révélé que tel n'était pas le cas. L'ACPP a souligné que la preuve en dossier révèle qu'avec les années Standing Buffalo a eu quelque 70 rencontres avec la Couronne et qu'elle a reçu une lettre défavorable de la part du Gouvernement du Canada à propos de sa revendication.

L'ACPP a estimé que les revendications non réglées ne sont pas un obstacle absolu à la poursuite des activités ou à la mise en valeur des ressources. Selon elle, la consultation est un processus qui mène à un équilibre des intérêts et il est possible de rendre des décisions même s'il y a mésentente sur la suffisance de la réponse de la Couronne. Enfin, l'ACPP a estimé que les tentatives déraisonnables de contrecarrer le processus décisionnel ne doivent pas être tolérées.

Réplique de Standing Buffalo

Dans sa réplique, Standing Buffalo a précisé qu'elle n'affirme pas qu'une revendication potentielle crédible ferait cesser automatiquement tout développement. Il faut plutôt analyser une revendication potentielle crédible selon le critère établi dans l'arrêt *Haïda* et fondé sur une évaluation préliminaire de la force de ladite revendication et de l'effet préjudiciable sur celle-ci du projet de développement proposé. Standing Buffalo a soutenu que l'Office doit effectuer cette analyse avant de déterminer s'il a ou non compétence pour juger du bien-fondé de la demande car, dans certains cas, l'obligation de consultation et d'accommodement de la Couronne s'étend au point de nécessiter le consentement des peuples autochtones touchés. Un examen de la revendication est nécessaire afin de déterminer s'il s'agit d'une revendication potentielle crédible et si un consentement est nécessaire.

Selon Standing Buffalo, la caractérisation qu'a faite l'ACPP de son argumentation est inexacte. Elle n'a pas dit que les revendications non réglées devraient faire cesser les projets de développement proposés, mais plutôt que le Canada doit la *consulter*, et non pas *régler sa revendication*, avant que le projet puisse aller de l'avant.

Standing Buffalo a réitéré sa position selon laquelle l'Office n'est pas en mesure d'évaluer correctement ni la force de la revendication ni les effets négatifs du projet sur la revendication sans que le Canada soit présent pour répondre à la revendication. Selon la Première nation, l'Office ne devrait pas, sans la présence de la Couronne, se fonder sur la lettre déposée par Enbridge pour prouver l'énoncé selon lequel la revendication de Standing Buffalo n'est pas crédible. En faisant cela, il priverait Standing Buffalo d'une audience juste et équitable.

En conclusion, Standing Buffalo a indiqué qu'un tribunal ne peut rendre une décision sur le fond avant d'avoir au préalable établi qu'il a la compétence pour le faire. Selon elle, le seul moyen par lequel l'Office peut établir sa compétence est de respecter le critère énoncé dans l'arrêt *Haïda* et de conclure qu'il n'y a pas d'obligation de consultation ou qu'il y avait une obligation qui a été satisfaite. Standing Buffalo soutient qu'il y a obligation de consultation et que cette obligation n'a pas été satisfaite. Selon elle, l'Office doit soit demander au Canada d'être présent, soit déterminer qu'il n'a pas compétence pour juger du bien-fondé de la demande visant Alberta Clipper.

Opinion de l'Office

L'Office a examiné tous les commentaires concernant l'avis de requête déposé par Standing Buffalo dans l'instance Alberta Clipper. Il constate qu'une requête identique a été déposée par Standing Buffalo dans l'instance Enbridge Southern Lights (OH-3-2007) et il a eu l'occasion de lire la décision de l'Office sur cette question. Les questions d'ordre juridique soulevées dans les deux instances sont identiques et les données de fait sont presque les mêmes : les deux projets proposés seraient situés dans la même zone géographique et traverseraient des terres sur lesquelles Standing Buffalo revendique un titre ancestral. Les témoignages des parties sont presque identiques dans les deux instances. L'Office, dans l'instance Alberta Clipper, a examiné la preuve et les arguments qui lui ont été présentés et en est venu à la même conclusion pour des motifs semblables que l'Office à l'audience OH-3-2007.

Standing Buffalo fonde sa requête sur l'hypothèse selon laquelle le projet serait réalisé à l'intérieur du territoire sur lequel elle revendique des droits et un titre ancestraux. Standing Buffalo revendique des droits et un titre ancestraux sur un vaste territoire qui s'étend sur les trois provinces des Prairies et une partie importante du nord des États-Unis. Bien qu'il y ait des négociations entre Standing Buffalo et le Gouvernement du Canada depuis plusieurs années, la preuve révèle que les négociations ont été interrompues et que d'après Standing Buffalo, les problèmes n'ont pas été réglés.

La position de Standing Buffalo est qu'étant donné qu'elle a une revendication potentielle crédible, l'Office doit, avant d'examiner le bien-fondé de la demande, prendre en compte la question de sa compétence et se demander si l'obligation de consultation de Standing Buffalo par la Couronne a été satisfaite en accord avec le critère énoncé dans l'arrêt *Haïda*. Standing Buffalo a maintenu que cette analyse nécessite une décision sur l'étendue de l'obligation de consultation, ce qui suppose une évaluation de la force de la revendication de Standing Buffalo et des effets préjudiciables à cette revendication. Standing Buffalo a de plus fait valoir que, pour que l'Office examine de façon exhaustive les questions soulevées par elle et qu'il y réponde, la Couronne doit être présente pour répondre.

L'Office n'est pas d'accord avec la position de Standing Buffalo selon laquelle, avant d'examiner le bien-fondé de la demande de certificat, l'Office doit déterminer la force de la revendication de Standing Buffalo et juger si la consultation de la Couronne a été suffisante. Le processus de l'Office est conçu de manière que celui-ci puisse comprendre parfaitement les préoccupations des Autochtones à l'égard d'un projet, avant de rendre sa décision. Les Autochtones qui ont un intérêt dans un projet ont la possibilité de participer au processus réglementaire à plusieurs niveaux. L'Office évalue et analyse la nature des préoccupations des Autochtones et les impacts qu'un projet proposé pourrait avoir sur ces intérêts dans le cadre de son évaluation globale pour juger si le projet sert l'intérêt public. L'Office estime que le processus qu'il a suivi lors de l'évaluation du projet fait en sorte que ses décisions à l'égard du projet seront prises conformément à toutes les obligations légales. L'Office ajoute qu'Alberta Clipper a besoin de divers permis et autorisations d'autres ministères fédéraux ou provinciaux. Pour les motifs invoqués plus loin, l'Office n'est pas apte à évaluer si les obligations légales de ces ministères et organismes, notamment la suffisance de leurs consultations, ont été satisfaites relativement à ces permis et autorisations.

Dans sa requête, Standing Buffalo met en doute l'autorité de l'Office pour ce qui est de traiter la demande faute d'une réponse de la Couronne sur la revendication de Standing Buffalo. L'Office est d'avis que pour bien faire comprendre son opinion sur les questions soulevées par Standing Buffalo dans le dossier Alberta Clipper, il serait opportun de se pencher sur la compétence et le processus de l'Office.

Compétence et processus de l'Office

L'ONÉ a été créé par le Parlement en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* dans le but d'exercer plusieurs fonctions touchant l'énergie et l'infrastructure énergétique au Canada. Parmi ces fonctions, il y a l'évaluation des demandes de pipelines et d'installations connexes en vue d'accorder ou refuser des ordonnances, ou de délivrer des certificats, sous

réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Office n'a pas compétence pour régler les revendications territoriales des Autochtones.

L'Office évalue les avantages qu'aurait tel projet pour le bien public en général par rapport à ses aspects négatifs potentiels, y compris les effets négatifs qu'il aurait sur les intérêts des Autochtones, et il rend ses décisions en fonction de l'intérêt public. Pour ce faire, il tient compte des impacts environnementaux et sociaux éventuels et du potentiel d'atténuation de ces impacts. Les mesures d'atténuation proposées par un demandeur ou des parties intéressées peuvent être fort variées : il peut s'agir par exemple de la mise en œuvre d'un plan d'urgence à l'égard des ressources patrimoniales, de déplacer le tracé d'un pipeline ou de remanier le calendrier de construction proposé. Le mandat de l'Office lui permet de répondre aux impacts éventuels d'un projet sur les intérêts des Autochtones d'une multitude de façons, notamment en acceptant les impacts eu égard aux avantages liés au projet, en imposant des conditions à l'approbation de la demande afin de réduire au minimum les impacts ou en refusant la demande.

L'ONÉ est un tribunal quasi-judiciaire impartial et à ce titre, il est lié par les principes de justice naturelle, il doit obtenir de l'information sur les préoccupations des Autochtones à l'égard d'un projet en particulier par le biais de son processus d'audience publique. Il est d'usage à l'Office de tenir compte des intérêts et préoccupations autochtones avant de rendre une décision susceptible d'avoir une incidence sur eux. Pour que l'Office dispose de la meilleure preuve possible à ce sujet, son *Guide de dépôt* énonce les éléments que doit obligatoirement contenir une demande, oblige les demandeurs à consulter les groupes autochtones potentiellement touchés au début de la planification de leur projet, et oblige que les demandes renferment de l'information détaillée sur les questions ou préoccupations soulevées par des groupes autochtones ou autres identifiés par le demandeur. En plus des documents initiaux exigés par le *Guide de dépôt*, il arrive fréquemment que l'Office demande, comme il l'a fait dans l'instance Alberta Clipper, des renseignements supplémentaires aux demandeurs concernant les effets potentiels d'un projet sur les Autochtones et les options d'atténuation. Généralement plus les intérêts des Autochtones sont significatifs et les effets potentiels importants, plus l'Office aura besoin de preuves pour pouvoir rendre sa décision. Ce pourrait être par exemple des détails sur la nature des droits et intérêts des Autochtones, sur les efforts consentis par le demandeur pour résoudre des questions ou sur les mesures susceptibles d'atténuer les effets.

Conformément au *Guide de dépôt* de l'Office, le demandeur en l'espèce a : déposé le protocole de consultation des Autochtones de la société; fourni une description des groupes autochtones potentiellement touchés à consulter; identifié les besoins éventuels de ces groupes en matière d'information; souligné les modes et le calendrier de consultation; et

exposé la marche à suivre pour répondre aux questions et préoccupations, les plans en vue de futures consultations et le suivi à exercer tout au long de la phase d'exploitation. Le demandeur a également décrit les ressources patrimoniales connues, le cas échéant, et abordé le potentiel des ressources patrimoniales non découvertes dans la zone d'étude. Le demandeur a inclus dans sa demande un plan d'urgence et les mesures qui seraient prises sur le terrain dans l'éventualité de la découverte, durant la construction, d'une ressource patrimoniale (y compris un site archéologique, paléontologique ou à usage traditionnel). Des détails précis concernant les effets sur la végétation, le poisson et l'habitat du poisson, sur la faune et l'habitat faunique, qui, l'Office le reconnaît, peuvent avoir une incidence directe ou indirecte sur les intérêts des Autochtones, ont également été fournis par le demandeur[2]. En plus de l'information déposée dès le départ par le demandeur, l'Office a demandé des renseignements complémentaires tant au demandeur qu'aux divers groupes autochtones qui ont exprimé un intérêt en la matière.

Les peuples et les groupes autochtones ayant un intérêt dans le projet ont été invités à participer au processus d'audience afin de faire connaître à l'Office leurs points de vue et leurs préoccupations. L'Office n'a pas ménagé ses efforts ces dernières années pour informer les Autochtones sur la manière de participer au processus réglementaire. En plus de l'information fournie à l'Office par le biais du demandeur, les Autochtones peuvent faire connaître leur opinion directement à l'Office de bien des façons : par une lettre de commentaires, une présentation orale, une preuve écrite, le témoignage d'un Aîné, le contre-interrogatoire du demandeur et d'autres parties, ou encore par une plaidoirie finale.

L'Office est tenu d'exercer son mandat en fonction des règles de justice naturelle et d'équité procédurale. Dans la mesure du possible et dans les paramètres de l'équité procédurale, l'Office s'est doté d'un processus juste et souple qui permet aux Autochtones d'exprimer leurs vues et de lui fournir des preuves. En l'espèce, l'Office a offert à Standing Buffalo l'occasion d'adopter en preuve les témoignages présentés par ses Aînés lors d'autres instances de l'Office. Standing Buffalo a accepté cette offre.

L'Office estime qu'en l'espèce, Standing Buffalo a été pleinement informé du projet par les discussions qu'elle a eues avec le demandeur et les documents déposés par le demandeur. Standing Buffalo a eu l'occasion de participer pleinement à l'audience qui s'est déroulée à Regina mais a renoncé à s'y présenter pour étayer les preuves qu'elle avait déposées antérieurement.

---

2 Les consultations qu'a eues le demandeur avec divers groupes et organisations autochtones préalablement à la demande et l'évaluation par l'Office des effets potentiels du projet sur les intérêts des Autochtones sont évoquées aux chapitres 5 et 6 des présents Motifs

Le processus de l'Office, qu'il a suivi durant l'instance Alberta Clipper, est conçu de manière à lui procurer la meilleure information disponible à propos des préoccupations des Autochtones afin d'en tenir compte dans sa décision. L'Office, encore une fois, exige que les demandeurs prennent toutes les mesures raisonnables pour identifier et contacter les Autochtones de la zone visée par le projet avant de déposer leurs demandes. Ainsi les Autochtones susceptibles d'être touchés sont assurés d'avoir l'information essentielle sur le projet et ils peuvent faire part de leurs préoccupations au demandeur dès l'étape de la planification. En discutant avec eux dès le début, le demandeur peut souvent résoudre leurs préoccupations en tout ou en partie, ou modifier le projet en réponse à leurs doléances. Le demandeur est tenu de déposer en même temps que sa demande des preuves liées aux discussions avec les Autochtones susceptibles d'être touchés, ainsi que les détails des préoccupations soulevées, débattues et, le cas échéant, résolues. L'Office exigera généralement du demandeur un complément d'information et un compte rendu de l'évolution de la situation. Les Autochtones dont les préoccupations n'ont pas été résolues sont invités à faire connaître leurs vues à l'Office en participant à l'audience sous une forme quelconque. L'Office examine l'ensemble de la preuve concernant les droits et les intérêts des Autochtones dans le cadre de son évaluation des effets du projet et de sa décision quant à savoir si le projet sert l'intérêt public.

Autorisations et permis émanant d'autres autorités

L'ONÉ joue un rôle de premier plan en matière de réglementation des pipelines de ressources énergétiques; il est le principal organisme auquel les parties opposées ou favorables à un projet font connaître leurs vues. Il n'existe pas d'autre organisme gouvernemental ou ministère habilité à imposer des conditions dans un certificat d'utilité publique. D'autres autorités gouvernementales peuvent avoir des responsabilités propres en matière de réglementation de certains aspects des pipelines fédéraux. C'est le cas notamment de ministères fédéraux comme Pêches et Océans Canada ou Transports Canada, et d'organismes provinciaux. Les processus d'obtention de ces permis et autorisations peuvent intervenir en parallèle, ou indépendamment du processus de l'ONÉ et souvent, ils ne correspondent pas directement avec le processus de décision de l'ONÉ. L'Office ne peut pas recevoir des instructions de la part d'autres autorités gouvernementales, pas plus qu'il n'a l'autorité de leur en donner. Leurs responsabilités en matière de décision n'ont généralement pas besoin d'être satisfaites avant que l'ONÉ ne rende sa propre décision. Ces autorités gouvernementales peuvent avoir leurs propres exigences pour la délivrance de leurs autorisations et elles peuvent mener des consultations avec les Autochtones préalablement à leurs décisions si elles le jugent à propos. Il revient à ces autorités gouvernementales de s'assurer qu'elles ont satisfait à leurs obligations légales et c'est aux tribunaux, et non à l'Office, de trancher lorsque quelqu'un souhaite contester leur processus.

Conclusion

À la lumière de ce qui précède, l'Office n'est pas d'accord avec l'allégation de Standing Buffalo, il estime qu'il a la compétence voulue pour rendre une décision finale relativement à la demande visant Alberta Clipper dont il est saisi et il n'exige pas la présence de la Couronne pour discuter de la revendication de Standing Buffalo. Non seulement le demandeur a dû fournir à l'Office de l'information concernant les impacts potentiels du projet sur les intérêts des communautés autochtones, mais Standing Buffalo a eu la possibilité de participer pleinement au processus de l'Office et de porter à son attention ses préoccupations à l'égard du projet proposé. L'Office a la conviction de disposer de la preuve nécessaire pour déterminer les effets du projet sur divers intérêts, y compris ceux de Standing Buffalo, et juger si le projet sert l'intérêt public.

En conséquence, la requête est rejetée.

Chapitre 3

Installations

Le chapitre 3 traite de la conception du projet et des mesures envisagées pour maintenir l'intégrité du pipeline et garantir la sécurité continue du public à l'étape de la construction et tout au long de l'exploitation des installations.

Dans l'accomplissement de ses fonctions de surveillance réglementaire, l'Office adopte une démarche de vérification de la conformité fondée sur le risque pour garantir que les compagnies réglementées cernent et gèrent les dangers sur le plan de l'intégrité qui peuvent nuire à la sécurité et à l'environnement, tout au long du cycle de vie du projet. Cette approche axée sur le cycle de vie complet consiste à suivre le projet depuis les étapes de la conception et de la construction jusqu'à la cessation d'exploitation, et tout au long de l'exploitation des installations.

D'une manière générale, l'Office vérifie l'à-propos, la mise en œuvre et l'efficacité des engagements pris par la compagnie au moyen de vérifications, d'inspections et de rencontres. En outre, il peut exercer une surveillance et un suivi continus à l'égard du degré de conformité de la compagnie et des incidents qui surviennent. Cette démarche de vérification de la conformité fait partie intégrante de la surveillance réglementaire permanente que l'Office exerce sur les pipelines et les installations d'une compagnie. Par conséquent, en cas d'approbation du projet, l'Office appliquerait sa démarche habituelle en matière de vérification de la conformité afin de confirmer que la compagnie respecte tous les engagements énoncés au cours de l'instance OH-4-2007.

3.1 Conception du projet

La partie du projet en sol canadien consiste à aménager un nouvel oléoduc d'exportation de 1 078 km de long, s'étendant de Hardisty à un point sur la frontière canado-américaine, près de Gretna. Le pétrole brut serait acheminé à travers le pipeline de 914 mm (NPS 36) par neuf nouvelles installations de pompage. Pour la réception des flux entrants, Enbridge sollicitait l'autorisation de construire et d'exploiter six nouveaux réservoirs de stockage de pétrole et des installations de terminal à son terminal de Hardisty. Chaque composante du projet comporte un ensemble de travaux techniques qui vont de la construction d'un nouveau pipeline à la mise en place des installations de pompage — dans des stations de pompage nouvelles ou existantes — et des installations de terminal nécessaires pour soutenir le débit prévu du nouvel oléoduc et les changements du point de vue de l'exploitation.

3.1.1 Normes et règlements pertinents et procédures d'Enbridge

Conformité avec le RPT-99 et la norme CSA Z662-07

Enbridge a indiqué que le projet serait conçu, construit et exploité en conformité avec les règlements pertinents et les codes et normes en vigueur dans l'industrie, dont le *Règlement de*

1999 sur les pipelines terrestres (RPT-99), qui incorpore par renvoi la version la plus récente de la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* (norme CSA Z662). Ces règlements et normes font eux-mêmes référence à d'autres normes qui seraient observées dans la conception des installations. Enbridge a indiqué, de plus, que la conception détaillée du projet serait effectuée en conformité avec la norme CSA Z662.

Système de gestion de la qualité d'Enbridge

Enbridge s'est engagée à mettre en œuvre un plan de gestion de la qualité, comprenant un système de gestion de la qualité de la conception, un système de gestion de la qualité des matériaux et un plan de construction, pour garantir que toutes les exigences légales, réglementaires et environnementales pertinentes soient respectées. Le plan de gestion de la qualité servirait également à suivre le degré de conformité et à documenter les preuves à l'appui. L'efficacité du système de gestion de la qualité serait évaluée au moyen de vérifications internes de la qualité. Les exigences et les attentes du point de vue de la gestion et de l'assurance de la qualité vaudraient aussi pour les entrepreneurs, les sous-traitants et les fournisseurs, s'il y a lieu.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'Enbridge s'est engagée à concevoir Alberta Clipper en conformité avec le RPT-99 et la norme CSA Z662-07. De plus, il note qu'Enbridge a pris l'engagement de mettre en œuvre un plan de gestion de la qualité visant la conception et la construction du projet.

Si le projet était approuvé, l'Office appliquerait sa démarche de vérification de la conformité fondée sur le risque tout au long de la construction et de l'exploitation des installations afin de suivre la mise en œuvre du plan de gestion de la qualité, y compris les constatations faites et les mesures correctives définies dans les vérifications internes de la qualité effectuées par Enbridge.

L'Office juge que, grâce aux engagements qu'Enbridge a pris, le projet serait conçu conformément aux règlements les plus récents et aux normes courantes en vigueur dans l'industrie.

3.1.2 Description des installations proposées et du mode d'exploitation

Réservoirs et installations de terminal connexes

Pour soutenir les débits prévus d'Alberta Clipper, six nouveaux réservoirs de stockage de pétrole seraient construits au cours d'une période de quatre ans au terminal de Hardisty existant d'Enbridge. Le demandeur a précisé que les réservoirs hors sol auraient une capacité de service individuelle de 31 800 m^3 (200 000 barils) et feraient 18,3 mètres (m) de haut. Les nouvelles installations de terminal connexes comprendraient des conduites de raccordement et trois pompes auxiliaires qui alimenteraient la station de pompage d'amorçage à partir des nouveaux réservoirs. Il faudrait aussi relever les collecteurs existants, l'équipement de comptage, les

systèmes de protection incendie et les routes d'accès, ainsi qu'ajouter de nouveaux bâtiments pour abriter les installations électriques et l'équipement d'assurance de la qualité servant à contrôler les propriétés fluidiques du pétrole brut.

Pour prévenir la corrosion interne et externe des six réservoirs d'acier, Enbridge aurait recours à un revêtement époxyde ou à une peinture, combiné à un système de protection cathodique; l'utilisation d'un acier plus épais fournirait une surépaisseur en cas de corrosion. Les réservoirs à paroi simple seraient érigés dans des zones entourées de bermes servant de confinement secondaire et munis de toits flottants externes pour contenir les vapeurs. Enbridge s'est engagée à surveiller et à inspecter périodiquement le système de protection cathodique et le système de détection de fuites. De plus, elle s'est engagée à suivre plusieurs des directives et normes techniques de la compagnie concernant les réservoirs de pétrole, que l'Office a déjà en dossier.

Opinion de l'Office

Compte tenu des débits prévus du projet, l'Office convient que l'agrandissement proposé du parc de réservoirs et la construction des installations de terminal connexes seraient nécessaires. Étant donné que la construction des six réservoirs serait étalée sur une période de plusieurs années, l'Office, en cas d'approbation du projet, demanderait qu'Enbridge se conforme aux exigences réglementaires les plus récentes en vigueur au moment de la conception définitive, de la construction et de l'exploitation. À propos du stockage de liquides dans les terminaux d'oléoducs, la norme CSA Z662-07 incorpore par renvoi des normes pertinentes telles que la norme API 650, *Welded Steel Tanks for Oil Storage* (réservoirs d'acier soudés pour le stockage de pétrole) et la norme API 653, *Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction* (inspection, réparation, modification et reconstruction de réservoirs) de l'American Petroleum Institute.

Tubes de canalisation

L'oléoduc Alberta Clipper aurait 914 mm de diamètre (NPS 36) et l'épaisseur de paroi de la canalisation principale varierait de 9,12 mm à 17,15 mm à cause de la nécessité d'utiliser de courts tronçons de tube de plus grande épaisseur aux croisements de routes, aux franchissements de cours d'eau importants et aux traversées de voies ferrées sans gaine. Enbridge a indiqué que le pipeline serait posé à une profondeur minimum de 0,6 m dans le roc et de 0,9 m dans un sol terreux.

En réponse à une demande de renseignements de l'Office, Enbridge a confirmé que les tubes de canalisation seraient faits d'un acier haute résistance de nuance 483 (X70) et qu'elle n'emploierait pas d'acier nuance 550 (X80). La protection primaire contre la corrosion externe serait assurée grâce à un revêtement époxyde thermofusible, tandis qu'un système de protection cathodique fournirait une protection secondaire. On a jugé superflu d'utiliser un enduit interne à cause des propriétés du pétrole brut à transporter. Par ailleurs, Enbridge se fierait sur son programme de gestion de l'intégrité (PGI) pour garantir l'intégrité et la sécurité continues du pipeline, tel qu'il est exposé à la section 3.2.1 des présents Motifs de décision.

De nouveaux sas de racleurs seraient posés dans cinq stations le long de l'oléoduc pour permettre le lancement et la réception de racleurs de tube ordinaires et d'outils d'inspection interne (II). Enbridge évaluerait le besoin de vannes de retenue et d'isolement au moyen de son processus de gestion des risques d'exploitation et compte tenu des facteurs environnementaux et opérationnels. Environ 45 emplacements provisoires ont été proposés pour des vannes d'isolement, mais Enbridge a indiqué que l'emplacement définitif de toutes les vannes serait déterminé au moment de la conception détaillée.

Installations de pompage

De nouvelles installations de pompage seraient requises dans huit stations existantes d'Enbridge, soit celles de :

- Hardisty (Alberta);
- Kerrobert, Milden, Craik et Glenavon (Saskatchewan);
- Cromer, Glenboro et Gretna (Manitoba).

Une neuvième installation de pompage serait logée dans une nouvelle station de pompage à construire près de Rowatt (Saskatchewan). La nouvelle station Rowatt se trouverait sur le tracé modifié proposé par Enbridge au sud de Regina (Saskatchewan).

Les nouvelles pompes centrifuges seraient entraînées par des moteurs électriques et équipées de dispositifs de régulation primaire et secondaire de la pression aux stations. Toutes les stations de pompage seraient dotées de nouveaux bâtiments électriques, en plus d'instruments, d'appareils de commande et de tuyauterie.

Produits à transporter et pressions d'exploitation

Enbridge a optimisé la conception en fonction des propriétés du pétrole brut lourd, mais le pipeline serait exploité comme une canalisation à basse pression de vapeur (BPV) pour le transport de divers lots de pétrole brut. La capacité annuelle initiale du pipeline se chiffrerait à 71 500 m^3/j (450 000 b/j). Sous réserve de l'obtention des autorisations réglementaires requises et du soutien des expéditeurs, cette capacité pourrait être portée à 127 000 m^3/j (800 000 b/j) par l'ajout d'installations dans les stations de pompage d'Enbridge. Le pipeline serait exploité à des pressions inférieures aux pressions maximales d'exploitation (PME) prévues dans la demande, qui vont de 7 710 kilopascals (kPa) à 9 060 kPa, selon l'emplacement du tronçon de pipeline et le devis de conception.

Opinion de l'Office

L'Office note que la conception du projet répondrait aux exigences courantes, telles qu'elles sont énoncées dans le RPT-99 et la norme CSA Z662-07. Il estime, par conséquent, que la construction du pipeline et des installations connexes obéirait à des techniques modernes ou de pointe éprouvées sur le plan de la conception, de la fabrication et du revêtement, ce qui permettrait de prévenir, de réduire au minimum ou de

retarder l'apparition de défauts qui porteraient atteinte à l'intégrité des installations.

3.1.3 Substitution d'un processus d'essai AIV à l'essai de pression hydrostatique

Essai hydrostatique proposé

Dans sa demande, Enbridge a déclaré qu'elle prévoyait soumettre le pipeline Alberta Clipper à un essai de pression hydrostatique conformément aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662, mais qu'un processus de substitution, soit l'essai de remplacement de la validation de l'intégrité (ou essai AIV, selon l'expression anglaise *alternative integrity validation)*, pourrait aussi être envisagé.

Essai AIV

Enbridge a indiqué qu'elle comptait demander l'autorisation de recourir à un processus d'essai AIV. À cet égard, elle a déclaré qu'elle présenterait un plan d'essais AIV à l'ONÉ 60 jours avant le début de la fabrication de l'acier et du façonnage des tubes.

L'Office a demandé des précisions à Enbridge concernant son intention de soumettre une proposition sur l'utilisation d'un essai AIV et les renseignements et documents pertinents qui seraient présentés à l'appui d'une telle proposition.

Enbridge a déposé son plan d'essais AIV le 19 octobre 2007 et, après avoir examiné le plan, l'Office a publié une lettre de décision (annexe II) dans laquelle il indiquait qu'Enbridge n'avait pas satisfait intégralement aux exigences et aux attentes qu'il avait déjà signalées. L'Office a mentionné comme lacunes le manque de détails suffisants sur le plan d'essais AIV, l'absence de consultations auprès des propriétaires fonciers, une conception basée sur 80 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée et l'absence de calendrier précisant toutes les phases du processus. Il s'ensuit que l'Office s'est déclaré incapable de poursuivre son évaluation de la méthode d'essai AIV et a refusé d'examiner cette option plus à fond dans le contexte de l'instance OH-4-2007.

Opinion de l'Office

Le RPT-99 et la norme CSA Z662-07 exigent que tout pipeline soit soumis à un essai de pression avant d'être mis en service. L'essai de pression sert à deux fins. Premièrement, la composante de l'essai de résistance à la pression démontre l'intégrité du pipeline et prouve qu'il peut soutenir une pression assurant une marge de sécurité minimum de 1,25 par rapport à la PME envisagée. Deuxièmement, la composante de l'essai d'étanchéité vérifie l'absence de fuites sur le pipeline avant sa mise en service. Principalement pour des raisons de sécurité, les essais de pression sont habituellement effectués à l'aide d'un agent liquide, comme de l'eau (essai hydrostatique).

L'essai hydrostatique proposé d'Alberta Clipper est un moyen essentiel de valider les techniques de conception et de construction de la compagnie, et de confirmer l'intégrité du pipeline avant sa mise en service aux fins du transport de pétrole brut. En cas d'approbation du projet, l'Office ordonnerait qu'Enbridge effectue un essai hydrostatique du pipeline, conformément aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662.

Il doit être démontré, sans l'ombre d'un doute, que toute solution de remplacement de l'essai hydrostatique est au moins aussi efficace et fiable que les essais de pression prescrits actuellement dans la norme CSA Z662-07. Dans sa lettre de décision concernant le processus AIV, l'Office avait indiqué à Enbridge que le recours proposé à des essais AIV pourrait exiger l'utilisation de technologies ou de processus nouveaux, non éprouvés ou non reconnus selon le RPT-99 ou la norme CSA Z662. L'Office avait exposé clairement les attentes auxquelles devait répondre tout plan d'essais AIV soumis. Parce que la méthode AIV exige d'exercer une surveillance méthodique et rigoureuse, à partir de l'étape de la fabrication de l'acier, l'Office avait prié Enbridge d'indiquer clairement si elle comptait procéder ou non à des essais AIV.

Dans sa lettre à Enbridge, l'Office a réitéré son soutien à l'égard de la mise au point et la mise en œuvre de nouveaux processus, matériaux et technologies, lesquels pourraient comprendre les essais AIV. Toutefois, si la norme CSA Z662 ne traite pas des méthodes nouvelles envisagées, il incombe au demandeur de démontrer, de manière proactive et détaillée, que leur utilisation ne compromet pas l'intégrité de la canalisation, ni la sécurité, la sûreté ou la protection de l'environnement. Comme il l'a mentionné dans sa lettre, l'Office n'était pas satisfait des renseignements fournis et la proposition ne répondait pas à ses attentes. Si Enbridge envisageait de proposer l'utilisation d'une méthode d'essais AIV à l'avenir, y compris dans le cadre du projet, l'Office s'attendrait à ce qu'elle soumette une demande complète, en temps opportun, afin que toutes les parties intéressées puissent examiner la proposition à fond.

3.2 Intégrité du pipeline et des installations connexes

3.2.1 Programme de gestion de l'intégrité (PGI)

Le but premier d'un PGI est de prévenir les fuites et les ruptures causées par une détérioration du pipeline due à l'usage. Enbridge a indiqué que son PGI relatif aux pipelines visait principalement à :

- garantir la sécurité des employés et du public;
- protéger l'environnement;
- atteindre un objectif de « zéro défaillance »;
- assurer l'entretien du réseau en tant qu'actif à long terme.

Enbridge s'est engagée à utiliser son PGI pour cerner et évaluer les risques d'exploitation associés à ses pipelines et installations, et a indiqué que le projet serait complètement couvert par son PGI actuel.

Enbridge a déclaré que les activités du PGI sont systématisées au moyen de divers processus et procédés de gestion de l'intégrité, en fonction de la nature du danger considéré. Elle a souligné que son PGI s'appuie sur des politiques, des procédés et des pratiques qui sont explicités par écrit pour garantir la documentation des activités effectuées, la définition des rôles et responsabilités, le maintien de l'uniformité, une communication aisée des décisions et l'amélioration continue. Les résultats de l'évaluation de l'intégrité servent à établir l'ordre de priorité des travaux de maintenance des projets, pour faire en sorte que les marges de tolérance concernant l'aptitude à l'emploi soient respectées.

Enbridge a également indiqué qu'elle applique un programme distinct concernant l'intégrité des installations, pour assurer qu'elles soient toujours exploitées d'une manière sûre, fiable et respectueuse de l'environnement.

Opinion de l'Office

L'Office oblige les compagnies à élaborer et à mettre en œuvre un programme de gestion de l'intégrité afin de déceler de façon proactive et d'atténuer les dangers pouvant menacer leurs pipelines et leurs installations. Le PGI est une démarche d'amélioration continue qui est appliquée tout au long du cycle de vie du pipeline et des installations. Si le projet était approuvé et mis en service, Enbridge serait tenue de garantir la fiabilité opérationnelle de toutes les composantes du réseau.

À la lumière de la preuve produite, l'Office estime que le PGI d'Enbridge renferme les éléments cadres indispensables pour déceler de façon proactive et atténuer les dangers potentiels pouvant porter atteinte au pipeline et aux installations projetés. En cas d'approbation du projet, l'Office exécuterait sa démarche de vérification de la conformité fondée sur le risque pour garantir qu'Enbridge respecte les engagements qu'elle a pris à l'égard de son PGI.

3.2.2 Épaisseur de paroi des tubes et épaisseur de la couverture

La MPLA et la SAPL ont exprimé des inquiétudes au sujet de la sécurité et de l'intégrité de l'oléoduc, notamment en ce qui touche l'épaisseur proposée de la couverture du pipeline dans un sol terreux, soit 0,9 m, l'attribution d'un facteur d'emplacement de 1 et l'épaisseur de paroi minimum des tubes[3]. Elles ont noté que, au fil des ans, la paroi du pipeline peut se corroder, tandis que l'épaisseur de couverture peut s'amenuiser, par exemple, sous l'effet du tassement du sol ou de l'érosion. Par conséquent, elles proposaient que le pipeline soit posé à 1,5 m de

3 Le facteur d'emplacement caractérise l'aire d'évaluation de la classe d'emplacement et progresse de 1 à 4 à mesure qu'augmentent la densité d'occupation et le nombre de logements ou de bâtiments. Les classes d'emplacement sont prises en compte dans les exigences définies par la norme CSA Z662-07 et peuvent donc influer sur le degré de prudence de la conception d'un pipeline.

profondeur, au lieu de 0,9 m, et qu'il soit conçu en fonction des exigences d'un emplacement de classe 3 pour ce qui est de l'épaisseur de la paroi des tubes.

Enbridge a soutenu que ce qui constitue une charge sécuritaire au-dessus d'un pipeline dépend de plusieurs facteurs, dont l'épaisseur de couverture et l'épaisseur de la paroi des tubes. Enbridge a indiqué que pour des pipelines de transport à BPV, comme Alberta Clipper, les exigences de conception de la norme CSA Z662-07 concernant l'épaisseur de couverture et l'épaisseur de paroi sont indépendantes du facteur d'emplacement. En d'autres termes, la norme CSA Z662-07 prescrit une épaisseur de couverture minimum de 0,6 m pour les pipelines à BPV autant dans les zones urbaines que les régions rurales.

Parmi les documents soumis par Enbridge se trouvait un outil de sélection des engins et machines agricoles traversant l'emprise, tiré de sa brochure *Keeping in Touch* qui s'adresse aux propriétaires fonciers. Enbridge a déposé le document auprès de l'Office pour étayer sa position selon laquelle les engins et machines agricoles d'usage courant pourraient passer sans danger au-dessus du pipeline, sans aucune restriction, même si, au fil du temps, l'épaisseur de couverture était réduite à 0,6 m, au lieu d'être 0,9 m comme à l'origine.

Au chapitre de la surveillance et des mesures d'atténuation, Enbridge a expliqué qu'outre le respect des exigences de la norme CSA Z662-07, les pipelines qu'elle exploite sont soumis à un programme de fouilles de contrôle de l'intégrité qui comprend des relevés de l'épaisseur de couverture et des fouilles exploratoires. Enbridge a fait référence à son PGI actuel et à des méthodes précises de gestion de la corrosion, telles que l'utilisation de revêtements haute performance, un système de protection cathodique, les II périodiques et les réparations.

Enbridge a précisé qu'elle applique les mesures suivantes d'atténuation et de prévention des dommages par des tiers dans les cas où l'épaisseur de couverture de la conduite est inférieure à 0,6 m :

- accroissement de la signalisation et des mesures de gestion aux endroits où la sécurité du public n'est pas en jeu et où l'utilisation des sols le justifie, généralement à court terme;
- protection mécanique aux endroits où la couverture est plus mince, comme les fossés;
- augmentation de l'épaisseur de couverture dans les endroits non sujets à l'érosion;
- abaissement du pipeline dans des régions agricoles sujettes à l'érosion.

Enbridge a aussi confirmé qu'elle prend des mesures immédiates si elle découvre des problèmes sur le plan de la sécurité.

Le 19 octobre 2007, la MPLA et la SAPL ont informé l'Office qu'elles étaient parvenues à une entente avec Enbridge et que leurs préoccupations concernant la demande avaient été résolues. L'entente énumérait plusieurs engagements dont les parties avaient convenu pour régler diverses questions, dont celles concernant l'exécution de relevés de l'épaisseur de couverture, la couverture au-dessus des conduites et les machines agricoles et travaux de culture.

Opinion de l'Office

L'Office note qu'Enbridge s'est engagée à maintenir l'intégrité du pipeline et à garantir la sécurité continue du public grâce à son PGI et à son programme de fouilles de contrôle de l'intégrité. En cas d'approbation du projet, Enbridge serait tenue, à tout le moins, de respecter les engagements qu'elle a pris au sujet des mesures de prévention de dommages par des tiers, de la surveillance périodique de l'épaisseur de couverture et des méthodes d'atténuation. Pour s'assurer qu'Enbridge respecte ses engagements, l'Office appliquerait sa démarche de vérification de la conformité fondée sur le risque, notamment en effectuant des inspections sur place ou des vérifications. Par conséquent, l'Office juge que l'épaisseur de couverture et l'épaisseur de paroi des tubes que propose Enbridge seraient acceptables compte tenu du type de service que le pipeline doit assurer et de son emplacement.

Les enjeux des propriétaires fonciers sont examinés plus à fond aux chapitres 4 et 7.

3.3 Construction et exploitation

3.3.1 Calendrier de construction proposé

Dans sa demande, Enbridge proposait que la construction du projet débute au deuxième trimestre de 2008 et qu'Alberta Clipper soit mis en service au plus tard le 1er juillet 2010. La construction des réservoirs au terminal de Hardisty se déroulerait en plusieurs étapes, dont les délais d'achèvement iraient du dernier trimestre de 2009 au dernier trimestre de 2012.

3.3.2 Sécurité pendant la construction

Enbridge s'est engagée à mettre au point un plan détaillé de santé et de sécurité visant la construction du projet. Le plan préciserait les exigences en matière de sécurité, les responsabilités et les lignes de communication qui s'appliqueraient pendant la construction et la mise en service. Toutes les équipes de travailleurs recevraient de la formation et seraient munies d'un manuel de chantier décrivant les grandes lignes du plan. De plus, des vérifications internes seraient faites au hasard pour garantir que le plan de santé et de sécurité est bien respecté.

Opinion de l'Office

L'Office note l'engagement d'Enbridge de veiller à la santé et à la sécurité de ses travailleurs. En cas d'approbation du projet, l'Office exigerait qu'Enbridge dépose le plan exhaustif de santé et de sécurité 60 jours avant le début de la construction. Enbridge serait également tenue de produire un calendrier de construction détaillé, au moins 60 jours avant le début de la construction, et de présenter des rapports mensuels sur l'avancement des travaux de construction. Ceci aiderait l'Office à déterminer l'ordre de

priorité de ses prochaines activités de surveillance s'inscrivant dans sa démarche de vérification de la conformité fondée sur le risque.

Par conséquent, l'Office estime que, grâce aux engagements qu'Enbridge a pris, le projet serait construit en tenant dûment compte des impératifs sur le plan de la santé et de la sécurité.

3.3.3 Programme d'assemblage

Enbridge a déclaré que les travaux de soudage sur le chantier seraient effectués à l'aide d'un procédé de soudage à l'arc avec électrode enrobée (SMAW) ou d'un procédé mécanique de soudage à l'arc sous gaz avec fil plein. Elle a précisé que les soudures de raccordement seraient réalisées au moyen d'une combinaison de procédés, soit par SMAW manuel et soudage avec fil fourré semi-automatique. De plus, Enbridge a déclaré que tous les joints circulaires seraient inspectés grâce à des méthodes d'examen non destructif (END), soit par ultrasons ou par radiographie.

Enbridge a également affirmé qu'elle concevrait un programme d'assemblage conforme aux exigences du RPT-99. Toutefois, elle n'a pas indiqué quelles techniques de soudage mécanique et méthodes d'END par ultrasons seraient utilisées pour le projet.

Opinion de l'Office

L'Office se rend compte que de nouvelles techniques de soudage mécanique et méthodes d'END par ultrasons sont en cours de développement et en sont à différents stades d'essai, d'évaluation, de test ou d'application sur le terrain pour en démontrer l'à-propos pour l'usage prévu. Si le projet était approuvé, l'Office demanderait qu'Enbridge lui soumette son programme d'assemblage pour étude, 60 jours avant d'entreprendre les travaux de soudage auxquels le programme se rapporte. En effet, l'Office doit disposer d'un délai suffisant pour l'étude de tout programme d'assemblage qui lui serait présenté pour pouvoir évaluer comment Enbridge a testé, vérifié quant à leur à-propos et leurs capacités, et homologué des techniques que l'Office pourrait juger nouvelles ou non éprouvées. Le délai de 60 jours doit permettre de résoudre tout problème éventuel d'une manière opportune.

3.3.4 Commande des réseaux pipeliniers

Enbridge surveille et commande ses pipelines et installations au moyen d'un système de télécommande et d'acquisition de données (SCADA). Elle a indiqué que, grâce au SCADA, des opérateurs situés au centre de commande d'Edmonton surveillent et contrôlent à distance tous les éléments des réseaux pipeliniers, y compris les canalisations, les réservoirs, les stations de pompage, les vannes et les compteurs pour le transfert de propriété. Le SCADA surveille également la pression des canalisations, les taux d'écoulement, les détecteurs de gaz et d'incendie, et d'autres systèmes de sécurité.

Détection de fuites

Enbridge a indiqué que la détection des fuites est basée sur un logiciel de système de bilan matières, appelé le MBS (*material balance system*), et la modélisation transitoire en temps réel (MTTR). Elle a affirmé que le MBS est conçu pour répondre aux exigences courantes du RPT-99 et aux prescriptions de l'annexe E de la norme CSA Z662, intitulée *Pratique recommandée pour la détection des fuites dans les réseaux de canalisations*. Enbridge a précisé que les seuils de déclenchement d'alarme seraient optimisés pendant la période de calibrage du pipeline et réglés au niveau le plus bas possible sans causer de fausses alertes.

En réponse à une demande de renseignements de la MAPL et de la SAPL, Enbridge a exposé les réglages et les critères de performance associés aux divers éléments de son système de détection de fuites. À l'audience orale, l'Office a demandé des éclaircissements au sujet du type de produit pétrolier qu'Enbridge avait utilisé pour dégager l'estimation du volume de fluide susceptible de s'échapper en cas de fuite et a demandé si l'estimation représentait le scénario de la pire éventualité. Le 13 novembre 2007, Enbridge a apporté comme précision que les seuils de détection de fuites du MBS supposaient le transport de pétrole lourd, mais que les seuils calculés ne dépendaient pas du type particulier de pétrole brut circulant dans les canalisations. Elle a précisé, de plus, que les seuils ne représentaient pas le pire des scénarios en cas de fuite, mais plutôt le scénario le plus probable.

Analyse transitoire

L'objet d'une analyse transitoire est de déceler les conditions d'exploitation susceptibles d'assujettir un pipeline à des niveaux de pression supérieurs aux limites prescrites dans la norme CSA Z662. Dans sa demande, Enbridge ne s'est pas engagée à soumettre le pipeline à une analyse dynamique (transitoire) avant sa mise en service. Toutefois, à l'audience orale, elle a indiqué qu'elle effectuerait une analyse de pression transitoire à l'étape de la conception détaillée du projet. Elle a noté, de plus, que l'analyse transitoire serait menée avant la fin de mars 2008, ce qui laisserait un intervalle de beaucoup plus que 60 jours avant la présentation d'une éventuelle demande d'autorisation de mise en service. Pour refléter les conditions d'exploitation réelles, Enbridge s'est aussi engagée à effectuer une deuxième analyse transitoire dans l'année qui suit la mise en service du pipeline. Enbridge peaufinerait l'analyse transitoire pour appuyer l'élaboration du modèle de détection de fuites basé sur le bilan matières, qui serait mis au point une fois que le réseau pipelinier serait en exploitation.

> ***Opinion de l'Office***
>
> Bien que la conception détaillée définitive n'ait pas encore eu lieu, Enbridge s'est engagée à concevoir son système de détection de fuites en conformité avec les exigences de la version la plus récente de la norme CSA Z662.
>
> En ce qui touche la détection des fuites, l'Office s'attendrait à ce qu'Enbridge se serve des valeurs de seuil réelles pour les produits transportés dans le pipeline, même si elles représentent le pire des scénarios. L'emploi des seuils « les plus probables » peut conduire à des

conclusions inexactes qui peuvent fausser les risques sur le plan de la sécurité et de l'environnement. En cas d'approbation du projet, l'Office examinerait et surveillerait la mise en œuvre et l'efficacité du modèle de détection de fuites d'Enbridge par le biais de sa démarche de vérification de la conformité fondée sur le risque.

Pour ce qui est des analyses transitoires, l'Office s'attend à ce que toutes les compagnies procèdent à une modélisation de pression transitoire, s'il y a lieu, avant la conception détaillée définitive, pour relever les éventuelles conditions d'exploitation ou circonstances incontrôlées qui pourraient engendrer des conditions et des charges inacceptables. Entre autres phénomènes, on pourrait examiner la probabilité de chocs dynamiques, de vibrations excessives ou encore d'un coup de bélier provoquant une surpression dans le pipeline qui excède les limites admissibles. L'analyse de pression transitoire devrait examiner les caractéristiques hydrauliques du pipeline (en fonction de variables comme la pression, les chutes de pression et le volume) et les effets d'événements opérationnels dynamiques prévus, imprévus ou incontrôlés, tels que la fermeture rapide d'une vanne (qui peut causer une hausse de pression soudaine des fluides incompressibles), pour déterminer si une combinaison de phénomènes risquerait d'entraîner des conditions d'exploitation excédant les limites prescrites dans le RPT-99 et la norme CSA Z662.

Si le projet était approuvé, l'Office demanderait qu'Enbridge apporte tous les changements sur le plan de la conception qu'une analyse transitoire pourrait dicter afin de réduire la probabilité de conditions inacceptables, telles que des sautes de pression. De plus, l'Office s'attendrait à ce qu'Enbridge dispose des instruments voulus pour surveiller le pipeline, à une fréquence appropriée, pour déceler la présence de conditions inacceptables et pour confirmer que la conception choisie convient et n'est pas susceptible d'engendrer des conditions inacceptables, p. ex. des sautes de pression. L'Office s'attend également à ce qu'Enbridge incorpore dans son PGI un processus de gestion des changements qui relève tout changement survenu dans les conditions d'exploitation ou le réseau de tuyaux qui pourrait influer sur le modèle de pression transitoire et exiger une nouvelle analyse.

En cas d'approbation du projet, Enbridge serait tenue de soumettre pour étude son analyse de pression transitoire et la documentation à l'appui. De plus, par le biais de sa démarche de vérification de la conformité fondée sur le risque, l'Office pourrait aussi inspecter et vérifier les instruments sur place, pour déterminer s'ils sont convenables et capables de repérer efficacement la présence de conditions d'exploitation imprévues ou incontrôlées pouvant engendrer des conditions inacceptables, telles que des sautes de pression dans le pipeline.

3.3.5 Protection civile et intervention d'urgence

Enbridge a indiqué qu'un programme d'intervention en cas d'urgence (PIU) est en place sur la majeure partie du tracé proposé du pipeline qui longe le réseau principal existant et qu'il serait modifié pour y incorporer le projet. Elle a noté que l'Office a le PIU en dossier et qu'il a été dressé en conformité avec toutes les exigences réglementaires pertinentes, ainsi que les normes (p. ex. la norme CSA Z731, *Planification des mesures d'urgence pour industrie*) et les pratiques exemplaires en vigueur dans l'industrie. Le PIU prévoit des dispositions pour parer autant à de petits déversements qu'à des rejets importants.

En réponse à des questions que l'Office lui a posées à l'instance, Enbridge a pris l'engagement de mener un exercice d'intervention d'urgence dans le voisinage du franchissement de la rivière Saskatchewan Sud. Enbridge s'est aussi engagée à rencontrer des membres du personnel de l'Office avant qu'Alberta Clipper soit mis en service pour discuter des modalités du PIU tel qu'il touche la rivière Saskatchewan Sud.

Opinions des parties

Environnement Canada (EC) a recommandé des changements aux plans d'intervention d'urgence d'Enbridge. EC a fait remarquer qu'Enbridge n'avait pas présenté de tracés de rechange pour les parties du pipeline qui traverseraient plusieurs étendues de terres humides et s'est dit inquiet de la possibilité que des déversements de pétrole surviennent dans ces régions. Ces questions ont été résolues au moyen de rencontres et d'un échange de correspondance entre EC et Enbridge.

La Ville de Saskatoon, la localité d'Outlook et la Meewasin Valley Authority ont exprimé des inquiétudes au sujet du franchissement de la rivière Saskatchewan Sud. En particulier, ces groupes doutaient qu'Enbridge puisse atteindre ce franchissement en temps voulu s'il s'y produisait un déversement ou une fuite. Ils ont aussi formulé des inquiétudes à propos de la coordination des mesures d'urgence avec les autorités locales en aval et de la quantité d'hydrocarbures qui risquait de se répandre dans la rivière avant que l'on puisse fermer le pipeline. Les groupes intéressés se préoccupaient tout particulièrement des dangers pour l'eau potable et l'usage récréatif de la rivière en aval du franchissement, en cas de fuite ou de déversement.

Opinion de l'Office

L'Office a en dossier le PIU existant d'Enbridge et cette dernière s'est engagée à le modifier pour y inclure Alberta Clipper.

Face aux préoccupations que le public entretient au sujet du franchissement de la rivière Saskatchewan Sud par Alberta Clipper et d'autres pipelines existants, l'Office estime qu'il serait prudent qu'Enbridge mène un exercice d'intervention d'urgence dans les six mois suivant la mise en service d'Alberta Clipper. L'Office note qu'Enbridge s'est engagée à effectuer un exercice d'intervention d'urgence dans le voisinage du franchissement de la rivière Saskatchewan Sud. En cas d'approbation du projet, l'Office demanderait qu'Enbridge mène un

exercice d'intervention d'urgence dans les six mois suivant le début de l'exploitation et qu'elle lui fasse rapport sur les résultats de l'exercice dans les 60 jours suivant la conduite de l'exercice.

Si l'Office approuvait le projet, il demanderait également qu'Enbridge ménage une rencontre avec des membres de son personnel, avant la mise en exploitation du pipeline, pour discuter du PIU tel qu'il touche le franchissement de la rivière Saskatchewan Sud.

Compte tenu des modifications pertinentes qui seraient apportées au PIU et de l'engagement de mener un exercice d'intervention d'urgence, l'Office est d'avis que les mesures qu'Enbridge propose de prendre au chapitre de la protection civile et de l'intervention en cas d'urgence sont convenables, eu égard à la portée du projet envisagé.

Chapitre 4

Questions foncières

L'Office exige que les demandeurs lui fournissent une description et une justification des acquisitions de terrains permanents et temporaires dont ils ont besoin dans le cadre d'un projet afin d'évaluer dans quelle mesure les nouveaux terrains pourraient être touchés par celui-ci. Les demandeurs doivent en outre aviser l'Office s'ils ont l'intention d'utiliser des droits fonciers existants, ou s'il y a des secteurs où de nouveaux droits fonciers seraient requis.

L'Office exige également une description du processus d'acquisition de terrains ainsi que l'état d'avancement des activités d'acquisition de terrains. Cette information permet à l'Office de connaître le calendrier d'acquisition de la compagnie. Les demandeurs sont également tenus de fournir à l'Office une copie de l'avis signifié aux propriétaires des terrains conformément au paragraphe 87(1) de la Loi sur l'ONÉ, de même qu'une copie du formulaire de convention d'acquisition de terrain.

4.1 Tracé et besoins en terrains

Le tracé du pipeline Alberta Clipper longerait le réseau principal actuel d'Enbridge entre Hardisty et un point sur la frontière canado-américaine près de Gretna et évoluerait à l'intérieur ou le long d'emprises existantes d'Enbridge ou de tiers sur environ 96 % de sa longueur.

Le réseau principal d'Enbridge entre Hardisty et Gretna est situé en majeure partie sur des terres agricoles où il existe peu de contraintes pour le tracé. Le tracé du pipeline a été choisi de manière à éviter les zones très sensibles sur le plan de l'environnement, à réduire au minimum la perturbation de nouveaux terrains et à optimiser l'efficacité de l'exploitation. La quasi-totalité du corridor pipelinier d'Enbridge existant a été privilégié pour les motifs suivants :

- le tracé existant est en service depuis environ 55 ans et il est bien connu de toutes les parties;
- l'aire de travail le long du tracé est généralement suffisante;
- les contraintes sur le plan environnemental, socioéconomique ou foncier ne sont pas importantes le long du tracé au point d'empêcher que des mesures d'atténuation ou d'indemnisation puissent être appliquées efficacement;
- les effets liés à l'élargissement d'un corridor pipelinier existant seraient marginaux, alors qu'un nouveau tracé toucherait des terrains supplémentaires et augmenterait la superficie des terrains perturbés;
- les activités de surveillance et d'entretien du pipeline peuvent être effectuées avec plus d'efficacité dans le cas des pipelines situés dans une emprise commune que dans le cas de deux emprises séparées géographiquement.

Quatre sections du pipeline, près de Milden, Regina et Kipling, en Saskatchewan, et de Wawanesa, au Manitoba, seraient situées loin de l'emprise existante d'Enbridge pour éviter les problèmes liés à l'utilisation des terres et les zones présentant une aire de travail limitée. La longueur totale de ces sections est d'environ 98,7 km, dont 76,2 km sont contigus à des corridors d'utilité publique appartenant à des tiers et 22,5 km représentent une nouvelle emprise non contiguë.

La déviation du tracé de 77,4 km à Regina serait la seule déviation significative par rapport à l'emprise existante d'Enbridge. Selon Enbridge, cette déviation est nécessaire en raison des diverses restrictions imposées par le développement industriel et commercial existant, par les effets éventuels sur les terrains qui ont été ou sont censés être subdivisés, et par les préoccupations soulevées par les propriétaires fonciers en raison de la proximité du tracé nord avec les maisons et les superficies. En réponse aux préoccupations soulevées durant les consultations publiques, Enbridge a effectué d'autres évaluations techniques détaillées et déterminé que le nouveau tracé au sud de Regina serait celui qui aurait moins d'impacts sur le public.

D'autres déviations éloignées de l'emprise existante d'Enbridge, sur une longueur totalisant 21,5 km, seraient également nécessaires pour monter les nouvelles installations de pompage et tenir compte des préoccupations soulevées à l'égard de la réduction des impacts sur le développement commercial et résidentiel. Ces déviations plus courtes, ajoutées aux quatre plus longues décrites ci-dessus, représentent la totalité des 44 km de nouvelle emprise non contiguë nécessaire à l'implantation du projet.

Besoins en terrains pour de nouvelles emprises permanentes

Enbridge a indiqué qu'elle visait à atteindre une largeur d'emprise permanente et constante de 36,6 m sur la majeure partie du tracé, en combinant la largeur de sa servitude actuelle avec la nouvelle emprise requise pour le projet. Pour atteindre cette largeur de 36,6 m, Enbridge se porterait acquéreur d'une nouvelle servitude d'environ 18,3 m. Enbridge a présenté des exigences de conception et des facteurs propres à certains sites pour démontrer qu'elle a besoin d'étendre l'emprise. Ces exigences et facteurs concernent les dimensions de la canalisation, la présence d'installations voisines, la sécurité et l'environnement ainsi que l'espace nécessaire pour la machinerie et les activités de construction et d'entretien connexes. Des conventions de servitude supplémentaires seraient également nécessaires pour l'acquisition de la nouvelle emprise permanente.

Besoins en terrains pour des aires de travail temporaires

Pour permettre la construction du projet, Enbridge aurait également besoin d'aires de travail temporaires pouvant atteindre 22 m de largeur contiguës à la nouvelle emprise et à l'emprise existante. Dans l'éventualité où Enbridge serait capable de construire le pipeline Alberta Clipper en même temps que d'autres projets, elle aurait besoin de 5 m de plus en aires de travail temporaires contiguës à la nouvelle emprise et à l'emprise existante le long de l'emprise d'environ 287 km qui accueille des projets multiples. La largeur totale de l'emprise permanente et des aires de travail temporaires seraient alors généralement de 40 à 45 mètres.

Besoins en terrains pour les installations de pompage

De nouvelles unités de pompage seraient installées à huit stations de pompage existantes d'Enbridge le long du pipeline proposé en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Il ne serait pas nécessaire d'obtenir de nouveaux terrains pour l'installation de ces nouvelles unités de pompage.

Il y aurait une nouvelle station de pompage pour laquelle il faudrait des droits fonciers détenus en fief simple sur environ deux hectares. Les droits sur ces terres seraient acquis sous forme d'option d'achat.

Besoins en terrains pour les emplacements de vannes

Le pipeline nécessiterait 45 emplacements de vannes, qui seraient toutes construites dans les limites de l'emprise permanente utilisée ou acquise pour le projet. La superficie totale nécessaire pour les emplacements de vannes est de deux hectares et les droits fonciers seraient acquis par voie de contrats de location de surface.

Autres besoins en terrains

Les besoins en terrains pour les quatre aires d'empilage durant la construction totaliseraient 40 ha. Il n'y aurait pas besoin d'acquérir de nouveaux droits fonciers pour les lignes de transport d'électricité vu que l'infrastructure existante serait utilisée et que la nouvelle station de pompage serait dans le voisinage immédiat des lignes existantes.

Le pipeline croiserait des installations linéaires, comme des rivières, des chemins, des routes, des lignes de transport d'électricité, des voies ferroviaires, des oléoducs et des gazoducs. Enbridge concevrait son pipeline et obtiendrait le consentement de chaque tiers propriétaire des installations linéaires, conformément aux exigences des lois applicables.

4.2 Droits fonciers et acquisition de terrains

Le projet nécessiterait l'acquisition de droits fonciers appartenant à des propriétaires privés et à la Couronne en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. On compte environ 112 parcelles (environ 92 ha) de terrain appartenant à la Couronne. Enbridge avait l'intention de négocier directement avec les propriétaires enregistrés des terrains pour obtenir les droits nécessaires à la construction, l'exploitation et l'entretien du pipeline Alberta Clipper. Enbridge a amorcé son processus d'acquisition de terrains en mars 2007 et s'attend à le terminer d'ici à octobre 2008.

L'acquisition des terrains par Enbridge serait conforme aux dispositions et réglementations, notamment aux articles 86 et 87 de la Loi sur l'ONÉ. En même temps que l'avis prévu à l'article 87, les propriétaires fonciers recevraient une carte détaillée du tracé du pipeline proposé sur les terres de chacun des propriétaires ainsi qu'une copie de la publication de l'Office national de l'énergie intitulée *La réglementation des pipelines au Canada : Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public*.

Opinion de l'Office

L'Office estime qu'il est raisonnable de construire la majeure partie du tracé du pipeline Alberta Clipper le long ou dans le voisinage immédiat du réseau principal d'Enbridge étant donné que les impacts environnementaux et socioéconomiques du projet seraient réduits au minimum et que le risque de retards de la construction serait lui aussi réduit. En ce qui concerne les déviations du tracé proposées par rapport au réseau principal d'Enbridge, l'Office constate que la raison d'être des déviations était de réduire les différends potentiels sur l'utilisation des terres; c'est pourquoi il estime appropriés les critères et les dérivations proposées par rapport au réseau principal.

L'Office est d'avis qu'une emprise contiguë totale de 36,6 m de largeur, dont environ 18,3 m seraient requis pour Alberta Clipper, est nécessaire à la construction et l'exploitation du nouveau pipeline de manière efficiente et sécuritaire tout en permettant l'utilisation au maximum de l'emprise existante pour les besoins de construction et d'exploitation. L'Office estime donc acceptables les besoins projetés d'Enbridge en droits fonciers permanents et temporaires. La documentation et le processus d'acquisition de terrains proposés par Enbridge sont également acceptables aux yeux de l'Office.

Chapitre 5

Consultations publiques

L'Office demande aux sociétés réglementées par lui d'entreprendre un niveau approprié de consultations publiques en rapport avec le milieu environnant et avec la nature et l'ampleur de chaque projet.

Le présent chapitre analyse le programme de consultations publiques entrepris pour le pipeline Alberta Clipper. Les consultations qu'Enbridge a menées avec les groupes autochtones sont décrites au chapitre 6, et celles avec les expéditeurs au chapitre 8.

5.1 Programme de consultations sur le pipeline Alberta Clipper

Dans sa demande, Enbridge indiquait que le programme de consultations établi dans le cadre du projet s'inscrivait dans sa politique en matière de responsabilité sociale, laquelle repose sur des principes comme la participation des parties prenantes au début du processus de développement et de planification, la consultation d'une manière ouverte et transparente, et le maintien du dialogue avec les parties prenantes à toutes les étapes du projet.

Le programme de consultations sur le pipeline Alberta Clipper a été mis en œuvre en même temps que celui du projet Southern Lights (OH-3-2007) d'Enbridge. Comme le calendrier et l'empreinte géographique proposés pour les deux projets étaient similaires, un programme de consultations conjoint devait rendre le processus plus clair et plus commode pour les participants. Les parties prenantes ont obtenu de l'information sur les deux projets par voie de correspondance, de matériel de communication et d'assemblées portes ouvertes. L'information sur les projets a été transmise à environ 2 500 propriétaires et locataires de terrains directement touchés par l'emprise proposée et situés dans son voisinage immédiat. De plus, les personnes propriétaires ou locataires des terrains dans un rayon de 200 m de l'emprise proposée ont été informées des projets proposés.

Le programme de consultations publiques sur Alberta Clipper a été lancé en septembre 2006 et, avant la date de l'audience dans la présente instance, diverses activités avaient eu lieu, notamment des rencontres en personne avec des propriétaires et des locataires, des rencontres avec des représentants du gouvernement, des avis publics, des assemblées portes ouvertes, une ligne sans frais contenant des messages sur le projet et un site Internet. En réponse aux préoccupations soulevées par les partenaires, Enbridge a modifié son tracé et s'est engagée dans des négociations avec des associations de propriétaires pour résoudre les questions laissées en suspens. La question des modifications du tracé est traitée plus en détail au chapitre 4 et dans le *Rapport d'examen environnemental préalable* sur Alberta Clipper, dans lequel il était considéré que certaines modifications du tracé permettraient d'éviter des zones vulnérables sur le plan de l'environnement, de résoudre les préoccupations soulevées par le public ou d'éviter les structures existantes comme les maisons, les brise-vent ou les installations pétrolières et gazières.

5.2 Consultations pendant tout le cycle de vie des installations proposées

Des intervenants ont déposé des preuves relativement à l'expérience qu'ils ont eue dans le passé avec Enbridge concernant les pipelines de cette dernière sur leurs propriétés. Selon certains, les consultations à l'étape de l'exploitation des pipelines ont été insuffisantes et Enbridge n'a pas signifié de préavis suffisant avant de pénétrer sur les propriétés pour y creuser et effectuer des travaux de réparation et d'entretien.

Enbridge a indiqué que les consultations se poursuivraient tout au long des étapes de construction et d'exploitation, conformément à sa politique en matière de responsabilité sociale. Durant l'étape de l'exploitation, les communications avec les partenaires relativement aux installations projetées seraient intégrées dans le programme de sensibilisation du public prévu par Enbridge pour les riverains de l'emprise.

De plus, dans l'entente conclue entre Enbridge et MPLA et SAPL, les parties se sont entendues sur la création d'un comité mixte pour Alberta Clipper et Southern Lights. Le mandat du comité mixte prévoyait que celui-ci fournirait un mécanisme permettant de résoudre les préoccupations systémiques qui seraient soulevées durant la construction et après.

En ce qui concerne les questions susceptibles d'être soulevées par des propriétaires fonciers membres de la MPLA ni de la SAPL, Enbridge a indiqué à l'audience qu'elle préférerait que le comité mixte représente des membres de la MPLA et de la SAPL ainsi que des propriétaires non-membres de ces associations. Enbridge a ajouté qu'elle mettrait en place un processus fondé sur les plaintes par lequel les questions seraient traitées au cas par cas. Enbridge a enfin indiqué que, même si elle préférait un seul comité mixte, elle serait prête à en créer deux s'il le fallait.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'Enbridge a mené simultanément des consultations dans le cadre d'Alberta Clipper et de Southern Lights. Ces consultations ont permis d'identifier les parties prenantes susceptibles d'être touchés et Enbridge a utilisé des mécanismes appropriés pour faire participer les membres du public et leur fournir de l'information sur le projet.

La preuve fournie relativement aux consultations d'Enbridge avec plus de 2 500 propriétaires et locataires de terrains indique que les personnes susceptibles d'être touchées ont eu l'occasion de faire connaître leurs vues à Enbridge et à l'Office avant qu'une décision soit rendue. L'Office reconnaît également que suite aux interventions du public Enbridge a apporté des modifications au projet, ce qui laisse croire en outre que le savoir local a réellement eu un effet positif sur la conception du projet.

L'Office reconnaît en particulier les efforts consentis par Enbridge, la MPLA et la SAPL pour mener des consultations significatives dès le début et pour s'entendre sur diverses questions. L'Office est d'avis que les initiatives prises par les sociétés et les propriétaires fonciers pour élaborer un véhicule propre à débattre et résoudre des problèmes facilitent le

dialogue entre les parties, dont les droits et les intérêts risquent d'être touchés par les projets tout au long de leur cycle de vie.

Cela dit, l'Office rappelle à Enbridge qu'en dépit de l'entente conclue avec la MPLA et la SAPL, elle est tenue d'observer toutes les lois et toutes les exigences de l'ONÉ en ce qui concerne ses installations réglementées par lui.

L'Office constate qu'au 12 octobre 2007, la MPLA et la SAPL représentaient ensemble environ 395 propriétaires fonciers. Dans le cas des propriétaires non-membres de la MPLA ou de la SAPL, et qui ont peut-être des préoccupations à l'égard du pipeline Alberta Clipper, l'Office a la conviction que le comité mixte, voire un second comité mixte, créé dans le cadre de l'entente fournirait un mécanisme pour résoudre les questions soulevées durant la construction ou après.

L'Office prend acte des préoccupations exprimées par le public concernant l'importance des consultations pendant l'étape de l'exploitation du projet et, en particulier avant les activités d'exploitation et d'entretien. En ce qui concerne l'ensemble de ses installations réglementées par lui, l'Office s'attend à ce qu'Enbridge se conforme à la publication de l'ONÉ intitulée : *Réglementation des activités d'exploitation et d'entretien des pipelines sous le régime de la Loi sur l'Office national de l'énergie*. Aux termes de la section 4.3 de ce document, l'Office s'attend à ce que les compagnies consultent les parties dont les droits ou les intérêts sont susceptibles d'être touchés par des activités d'exploitation ou d'entretien, avant d'entreprendre de telles activités. Les compagnies doivent consigner toutes leurs activités de consultation du public et conserver la documentation pertinente aux fins de vérification.

Pour que soient bien compris les engagements d'Enbridge, si le projet est approuvé, l'Office ordonnerait à Enbridge d'afficher tous ses engagements sur son propre site Web et de les mettre à jour au moins trimestriellement. De plus, Enbridge serait tenue de maintenir des registres détaillés des plaintes déposées par les propriétaires fonciers.

Même si l'Office s'attend que les compagnies répondent aux plaintes reçues des propriétaires fonciers ou du public pendant toute la durée de vie d'un projet, son personnel peut également apporter son aide par l'entremise du Programme de règlement des plaintes des propriétaires fonciers, sans devoir recourir à une audience officielle de l'Office. Si une question est complexe ou qu'elle concerne principalement la sécurité ou l'environnement, le personnel technique de l'ONÉ peut conseiller les parties pour qu'elles parviennent à une solution. Dans l'éventualité où les parties ne parviendraient pas à une entente, le litige pourrait être soumis à l'Office, qui trancherait.

L'Office est donc d'avis que les consultations entreprises par Enbridge dans le cadre du projet sont appropriées et qu'elles ont clairement permis aux partenaires de connaître l'étendue du projet proposé et ses impacts potentiels. L'Office a la conviction que le programme de consultations d'Enbridge, combiné aux conditions proposées par l'Office, serait suffisant pour satisfaire aux exigences qu'elle doit respecter en matière de consultations.

Chapitre 6

Questions autochtones

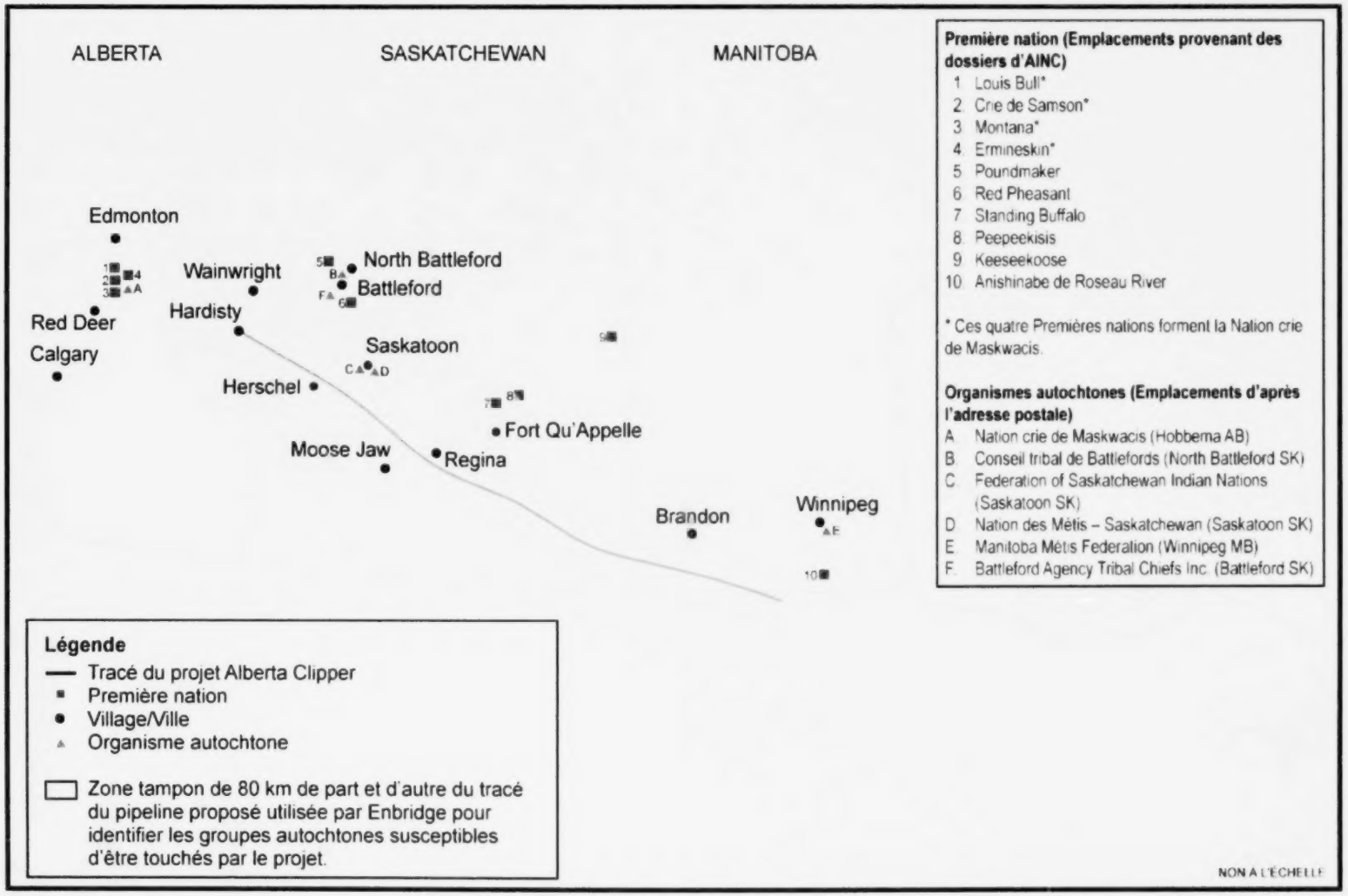
6.1 Participation des groupes autochtones au processus réglementaire

Quatorze groupes autochtones ont participé à titre d'intervenants à l'instance OH-4-2007, dont six organismes et huit Premières nations. Le tableau 6-1 donne la liste des participants et le degré de leur participation. Leur emplacement par rapport au tracé du pipeline proposé est illustré à la figure 6-1.

Tableau 6-1
Intervenants autochtones à l'audience Alberta Clipper

Intervenant	A déposé des preuves	A renoncé au processus	A présenté des témoins	Plaidoirie finale
Organisme :				
Battleford Agency Tribal Chiefs Inc.	√		√	√
Battlefords Tribal Council	√			
Federation of Saskatchewan Indian Nations	√		√	√
Manitoba Métis Federation				
Nation crie de Maskwacis		√		
Nation des métis – Saskatchewan	√		√	√
Premières nations				
Première nation de Keeseekoose	√	√		
Première nation de Montana		√		
Nation crie de Peepeekisis	√			
Nation crie de Poundmaker	√	√		
Première nation de Red Pheasant	√	√		
Première nation Anishinabe de Roseau River	√			
Nation crie de Samson		√		
Première nation Dakota de Standing Buffalo	√			

Figure 6-1
Carte des emplacements des intervenants autochtones par rapport au tracé du pipeline proposé



Première nation (Emplacements provenant des dossiers d'AINC)

1. Louis Bull*
2. Cree de Samson*
3. Montana*
4. Ermineskin*
5. Poundmaker
6. Red Pheasant
7. Standing Buffalo
8. Peepeekisis
9. Keeseekoose
10. Anishinabe de Roseau River

* Ces quatre Premières nations forment la Nation crie de Maskwacis.

Organismes autochtones (Emplacements d'après l'adresse postale)

A. Nation crie de Maskwacis (Hobbema AB)
B. Conseil tribal de Battlefords (North Battleford SK)
C. Federation of Saskatchewan Indian Nations (Saskatoon SK)
D. Nation des Métis – Saskatchewan (Saskatoon SK)
E. Manitoba Métis Federation (Winnipeg MB)
F. Battleford Agency Tribal Chiefs Inc. (Battleford SK)

6.2 Engagement à la participation des Autochtones par Enbridge

Enbridge a commencé à mettre en œuvre son programme de participation des Autochtones pour le projet à la mi-octobre 2006, guidée par sa Politique sur les peuples autochtones. Par cette politique, Enbridge s'engage : à consulter les peuples autochtones d'une manière franche et sincère; à respecter les usages traditionnels, les terres, les sites patrimoniaux et l'environnement; à fournir, dans le cadre de ses projets, un accès juste et équitable à l'éducation, la formation et l'emploi; à promouvoir le respect et la compréhension des peuples autochtones parmi ses employés et ses sous-traitants; et à encourager les communautés autochtones à participer aux programmes d'investissements communautaires d'Enbridge.

Enbridge a répertorié et contacté les groupes autochtones susceptibles d'être touchés en utilisant pour les fins de la consultation un corridor de 160 km centré sur son emprise. Elle a en outre indiqué que son emprise traverse actuellement la réserve indienne n° 7 de Swan Lake et que le nouveau tracé de son pipeline proposé du nord au sud de Regina traverserait les terres de la Première nation Keeseekoose (Keeseekoose) dont les droits fonciers sont issus de traités[4]. Les groupes autochtones se trouvant à l'extérieur du corridor de 160 km qui ont manifesté à Enbridge leur intérêt dans le projet ont également été consultés. Dans sa demande, Enbridge s'est engagée à répondre aux questions soulevées par les parties autochtones et à assurer un suivi continu ainsi qu'à les consulter tout au long du processus réglementaire et pendant les étapes de la construction et de l'exploitation du projet proposé.

Dans le cadre de son programme d'engagement à la participation des communautés autochtones, Enbridge a fourni de l'information sur le projet, demandé d'être mise au courant de tout protocole de consultation des communautés et proposé que des discussions aient lieu sur tout effet négatif éventuel du projet.

Avant de déposer sa demande, Enbridge a entrepris en novembre 2006 une seconde ronde de consultations au cours de laquelle elle a fait le point sur ses travaux antérieurs avec les communautés autochtones préalablement identifiées. Il s'agissait notamment de travaux préparatoires en vue d'établir avec elles des relations à long terme et de systématiser les processus de consultation entre la compagnie et les communautés. Enbridge a planifié et organisé une troisième ronde de consultations après le dépôt de sa demande en mai 2007.

Dans sa demande, Enbridge a résumé les principales questions soulevées par les peuples autochtones lors des consultations. Ces questions, comme l'a souligné Enbridge, comprenaient quatre grands volets : le besoin d'information sur le projet en général, les occasions d'affaires et d'emploi, l'environnement et l'accès aux terrains et à l'emprise. Les Autochtones ont réclamé des données de base sur le projet (comme la profondeur du pipeline), sur la surveillance et le maintien de l'intégrité du pipeline, et sur le tracé du pipeline. En ce qui concerne les occasions d'affaires et d'emploi, ils se demandaient si on avait envisagé de faire appel aux investissements

4 Entre 1871 et 1921, la Couronne a signé onze traités numérotés avec les Premières nations des régions constituant aujourd'hui les provinces de l'Ontario, du Manitoba, de la Saskatchewan et de l'Alberta, et les Territoires du Nord-Ouest. D'après ces traités, chaque Première nation a droit à ce qu'une partie de ses terres traditionnelles lui soit attribuée sous forme d'une ou plusieurs réserves. Toutefois, dans plusieurs cas en Saskatchewan et au Manitoba, une partie seulement des terres a été ainsi attribuée. Les terres que la Couronne a réservées pour combler cette lacune constituent les terres dont les droits fonciers sont issus de traités.

des Premières nations dans le cadre du projet et si Enbridge faisait de la sous-traitance avec des entreprises appartenant à des Autochtones. Sur le plan de l'environnement, on a posé des questions sur le traitement par Enbridge d'une fuite près de la Première nation de Swan Lake et ce qu'elle ferait s'il survenait un déversement qui contaminerait l'approvisionnement en eau d'une communauté. Concernant l'accès aux terrains et à l'emprise, les Autochtones ont demandé à Enbridge si elle savait que le nouveau tracé contournant Regina risque d'avoir un effet préjudiciable sur les terres appartenant à 13 Premières nations et si le pipeline pourrait être déplacé pour éviter les terres et les réserves dont les droits fonciers sont issus de traités.

Enbridge a indiqué qu'elle avait mis en œuvre un imposant programme de participation autochtone qui visait à déterminer si Alberta Clipper aurait une incidence sur les utilisations traditionnelles des terres. Au cours de l'audience, Enbridge a conclu des ententes avec Keeseekoose, la Nation crie de Poundmaker (Poundmaker) et la Première nation de Red Pheasant (Red Pheasant), de sorte qu'elle a obtenu leur appui au projet.

Enbridge a affirmé que dans l'éventualité d'impacts sur les utilisations traditionnelles des terres, elle travaillerait avec les groupes autochtones pour établir une stratégie d'atténuation appropriée. Enbridge s'est également engagée à répondre aux préoccupations des parties autochtones et à les consulter régulièrement durant le processus réglementaire et tout au long du cycle de vie du projet. Enbridge a également précisé que tout groupe autochtone à l'extérieur du corridor de 160 km pouvait communiquer avec elle pour amorcer des consultations à propos de leurs préoccupations.

Opinions des parties

Battleford Agency Tribal Chiefs Inc. (BATC)

BATC, un organisme distinct du Battlefords Tribal Council qui regroupe cinq Premières nations de Saskatchewan, est intervenue au nom de deux de ses membres, soit la Première nation Moosomin (Moosomin) et la Première nation Sweetgrass (Sweetgrass). BATC a soutenu qu'Enbridge n'avait pas eu de consultations significatives avec les nations Moosomin ou Sweetgrass, et que ses membres n'avaient eu qu'une seule rencontre avec Enbridge le 22 novembre 2007. La nation Moosomin a indiqué qu'avant cette rencontre elle n'avait reçu aucun avis concernant le projet. BATC a en outre exprimé ses préoccupations concernant la consultation et les effets négatifs éventuels du projet sur l'utilisation traditionnelle des terres et les sites sacrés. Selon elle, la consultation est plus qu'une simple question de procédure; elle doit être significative et conduire à des accommodements. Enfin, BATC a demandé qu'aucun certificat ne soit accordé tant qu'Enbridge n'aura pas résolu les préoccupations des nations Moosomin et Sweetgrass.

Federation of Saskatchewan Indian Nations (FSIN)

Durant son témoignage, la FSIN a expliqué la nature et le mandat de l'organisme. Il s'agit d'un corps politique représentant 74 Premières nations de la Saskatchewan et elle veille à ce que les gouvernements, les entreprises et les parties intéressées dans des projets de développement sachent qu'ils ont tous l'obligation de consulter et accommoder ses membres. La FSIN a déclaré que son rôle est de s'assurer que cette obligation est satisfaite et que les communautés

autochtones de Saskatchewan sont au courant des effets à court, moyen et long terme des ententes passées avec les gouvernements et les entreprises.

La FSIN a dit qu'elle agissait en modérateur afin de regrouper les 21 Premières nations susceptibles d'être touchées qu'Enbridge avait identifiées; ces Premières nations sont énumérées au tableau 6-2 ci-après. Elle a expliqué que, même si elle servait de modérateur et qu'elle s'assurait qu'un avocat soit présent pour prendre en charge les aspects juridiques des questions environnementales, chaque Première nation membre conservait son autonomie pour traiter avec Enbridge de manière indépendante.

La FSIN a indiqué qu'elle est contre le fait que seules les Premières nations situées dans le corridor de 160 km de l'emprise du projet soient consultées et accommodées par Enbridge, et que ni la Couronne fédérale ni le Gouvernement de la Saskatchewan ne s'étaient engagées dans des consultations significatives avec elle.

La FSIN a dit qu'en septembre 2007 elle avait avisé le Canada et la Saskatchewan qu'elle souhaitait être consultée au sujet du projet et qu'on lui a répondu que l'Agence canadienne d'évaluation environnementale mènerait les consultations fédérales, mais elle n'a eu aucun écho de la Saskatchewan. La FSIN a soutenu que la Couronne devrait mener des consultations significatives sur les impacts possibles du projet. Elle a enfin plaidé pour que l'Office s'assure qu'il y a eu consultations et accommodements avant l'approbation du projet.

Tableau 6-2
Premières nations de la Saskatchewan identifiées par Enbridge comme étant susceptibles d'être touchées par le projet

Première nation Carry the Kettle
Première nation de Cowessess
Première nation de Kahkewistahaw
Première nation de Keeseekoose
Bande de Little Black Bear
Première nation de Muscowpetung
Première nation d'Ocean Man
Première nation d'Ochapowace
Première nation d'Okanese
Première nation Pasqua n° 79
Première nation de Peepeekisis
Première nation de Piapot
Première nation Pheasant Rump Nakota
Première nation de Poundmaker
Première nation de Red Pheasant
Première nation Star Blanket
Première nation Sakimay
Première nation Dakota de Standing Buffalo
Première nation de Sweetgrass
Première nation White Bear
Première nation Whitecap

Lorsqu'on lui a demandé si elle avait des recommandations à faire à l'Office concernant le projet proposé, la FSIN a d'abord souligné certaines difficultés qu'ont éprouvées ses membres puis fait observer que selon la jurisprudence récente, le gouvernement fédéral et les entreprises doivent agir de façon juste. La FSIN a dit qu'il était important de mener des études sur l'utilisation traditionnelle des terres et de mettre en œuvre d'autres activités pour que soient confirmées les responsabilités collectives d'agir pour le bien des générations futures. La FSIN a précisé qu'une étude sur l'utilisation traditionnelle des terres était importante dans un cas comme celui d'Alberta Clipper si l'on veut que les consultations aboutissent à des partenariats qui seraient avantageux pour toutes les parties concernées.

Nation des Métis – Saskatchewan (NMS)

La NMS a soutenu qu'Enbridge n'a pas tenu compte des droits autochtones des Métis. Cela est particulièrement injuste selon elle car les Métis de la Saskatchewan seraient fortement touchés par Alberta Clipper du fait qu'ils sont les utilisateurs traditionnels des terres que traverserait le pipeline. La preuve présentée par la NMS renfermait de la correspondance entre Enbridge et elle dans laquelle au moins une rencontre entre les parties a été évoquée, en dépit du fait que la NMS a reconnu avoir traversé récemment une période de crise interne. La NMS a dit qu'Enbridge avait envoyé de l'information à ses bureaux régionaux pendant et après la résolution de la crise interne, mais qu'elle n'avait pas consulté les communautés Métis ni les riverains du projet. Elle a précisé que jusqu'à ce que la NMS obtienne le statut d'intervenant et dépose sa preuve, Enbridge n'avait pas fourni d'information sur la consultation des Métis de Saskatchewan. La NMS était déçue de voir qu'Enbridge avait conclu que les Métis de la Saskatchewan ne seraient pas touchés par le projet selon l'interprétation qu'elle faisait de la décision rendue récemment dans la cause Belhumeur[5]. La NMS a soutenu qu'Enbridge n'avait pas respecté les exigences de l'ONÉ en matière de consultation des peuples autochtones, telles que décrites dans le document *Le poids des enjeux autochtones dans les décisions de l'Office national de l'énergie* publié en mars 2006. La NMS a soutenu qu'aucun certificat ne devrait être délivré à Enbridge et que la demande devrait être suspendue tant qu'Enbridge n'aura pas satisfait aux exigences de l'ONÉ en ce qui concerne la consultation des Métis de la Saskatchewan.

Nation crie de Peepeekisis (Peepeekisis)

Peepeekisis a indiqué qu'Enbridge n'avait pas consulté comme il se doit à propos du projet. Elle a ajouté que la Couronne ne l'avait pas consultée du tout à ce sujet, même si le pipeline projeté traverserait le territoire visé par le traité n° 4, qui comprend leurs terres traditionnelles. Peepeekisis a invité Enbridge à consulter ses instances dirigeantes et le Conseil des Aînés.

Peepeekisis a soutenu que la Couronne a l'obligation de consultation en vertu de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, mais qu'elle ne l'avait pas consultée. Peepeekisis a également affirmé que s'il était approuvé, le projet serait en violation du traité n° 4, lequel, selon l'interprétation qu'elle en fait, l'oblige à céder l'utilisation des terres uniquement jusqu'à la profondeur de labourage. Peepeekisis a ajouté que la jurisprudence a établi que la Couronne doit consulter les groupes autochtones lorsqu'une décision ou une action susceptible de toucher les droits autochtones ou visés par un traité était envisagée. En conséquence, elle estime que l'ONÉ a la responsabilité de déterminer si les consultations de la Couronne sont suffisantes avant de rendre une décision.

Première nation Anishinabe de Roseau River (Roseau River)

Dans son témoignage écrit, Roseau River a indiqué qu'Enbridge ne l'a ni consultée ni accommodée en ce qui concerne ses installations en place sur son territoire traditionnel. Roseau River a dit avoir toutefois rencontré Enbridge à plusieurs reprises au sujet d'Alberta Clipper et qu'elle demeure désireuse de poursuivre les discussions avec elle. Roseau River a également fait observer que la Couronne ne l'avait pas consultée à propos du projet, même si, par l'entremise de

5 R. c. Belhumeur, 2007, Cour provinciale de la Saskatchewan 114 [CANLII http://www.canlii.org/en/sk/skpc/doc/2007/2007skpc114/2007skpc114.html].

son avocat, elle a contacté le ministre des affaires indiennes et du Nord pour demander des consultations directes.

Roseau River a fait valoir que la Couronne n'a pas satisfait à son obligation de consultation ni à ses obligations en vertu du traité n° 1. Elle a indiqué avoir essayé, sans succès, de faire en sorte que la Couronne respecte ses obligations en vertu du traité au moyen de processus établis, comme celui des droits fonciers issus de traités. Comme, selon elle, le processus de l'ONÉ est le seul moyen dont dispose Roseau River pour exprimer ses préoccupations, elle a choisi de participer à ce processus. Elle a toutefois indiqué qu'elle n'acceptait pas que l'ONÉ ou Enbridge se substitue à la Couronne. Selon Roseau River, des consultations significatives ont lieu avant qu'une décision ne soit rendue; s'il n'y a pas eu de consultations significatives, le projet ne devrait pas être approuvé.

Première nation Dakota de Standing Buffalo

Standing Buffalo a indiqué ne pas avoir eu d'autres contacts directs avec Enbridge ou ses avocats depuis l'instance Southern Lights (OH-3-2007) en raison des préoccupations à l'égard du respect des communications privilégiées ou sans préjudice découlant de cette audience. Elle a précisé que la Couronne ne l'avait pas consultée au sujet du pipeline Alberta Clipper, lequel traverserait le territoire traditionnel revendiqué par Standing Buffalo.

Dans les documents soumis par Standing Buffalo, il est indiqué qu'elle a un titre ancestral non éteint et des droits à l'autonomie gouvernementale, mais qu'elle n'a pas signé de traité avec le Canada. Elle n'a pas pu négocier de traiter avec le Canada, dit-elle, en dépit des nombreuses rencontres avec le gouvernement fédéral et de la recommandation du commissaire aux traités de la Saskatchewan selon laquelle il faudrait se pencher sur ses préoccupations. Standing Buffalo a indiqué avoir informé le Bureau du commissaire aux traités de la Saskatchewan ainsi qu'Affaires indiennes et du Nord Canada qu'elle interviendrait au cours de l'audience Alberta Clipper et que son intervention porterait sur le statut du traité. Standing Buffalo a dit qu'à ce jour le Canada ne l'avait pas consultée, même si le Canada avait envoyé des lettres par l'entremise du nouveau ministre des Affaires indiennes et du Nord et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. Standing Buffalo a ajouté avoir par ailleurs reçu une lettre du Procureur général concernant une question juridique liée à une autre instance de l'Office national de l'énergie.

6.3 Impacts du projet sur les Autochtones

Enbridge a affirmé que le projet aurait des effets minimes sur les Autochtones se trouvant le long de l'emprise visée par le projet. Elle a précisé que le pipeline projeté traverse des terres visées par les traités n^{os} 1, 2, 4 et 6 et que la majeure partie du pipeline longerait l'emprise existante d'Enbridge.

Enbridge a indiqué que ses consultations avec les Autochtones se poursuivraient tout au long du processus réglementaire et pendant la durée de vie du projet, s'il était approuvé. À mesure que les groupes autochtones identifieraient des préoccupations, Enbridge a affirmé que des mesures d'atténuation seraient mises en œuvre au besoin et que des solutions aux problèmes acceptables pour les deux parties seraient élaborées. La compagnie a indiqué que, comme le projet longe

essentiellement l'emprise actuelle et que lorsqu'il s'en éloigne il suit les perturbations linéaires préexistantes sur les terres utilisées principalement pour l'agriculture et l'élevage, les impacts du projet sur l'utilisation traditionnelle des terres seraient minimes. Enbridge a également déposé un plan d'urgence à l'égard des ressources patrimoniales. Dans son argumentation, Enbridge a dit que ni ses consultations ni les intervenants autochtones n'ont fourni de preuve voulant que le projet aurait des impacts préjudiciables précis sur des droits ancestraux ou sur l'utilisation actuelle des terres à des fins traditionnelles par les Autochtones.

Opinions des parties

Battleford Agency Tribal Chiefs Inc.

La BATC a exprimé ses préoccupations concernant les effets préjudiciables potentiels du projet sur des sites sacrés, comme les pétroglyphes et les cercles de tipi à Herschel, en Saskatchewan, et sur la cueillette de plantes à des fins traditionnelles et médicinales. La chef Swiftwolfe, de la Première nation Moosomin, a témoigné que le projet avait déjà un impact sur sa communauté et que les terres accaparées par l'emprise seraient perdues à jamais pour sa communauté. Le chef Wuttunee, président de la BATC, a témoigné que la perturbation des voies d'eau liées à la mise en place du pipeline a des conséquences tant physiques que spirituelles sur les Premières nations qui ont coutume de fréquenter ces voies d'eau et les sites sacrés avoisinants. Le chef Wuttunee a ajouté qu'il n'était pas convaincu que l'Office saisissait pleinement les impacts du projet sur le territoire traversé en raison de l'insuffisance des consultations des Autochtones.

Federation of Saskatchewan Indian Nations

La FSIN a déclaré que les Premières nations de la Saskatchewan ont des droits ancestraux, des droits inhérents et des droits issus de traités, qu'elles exercent actuellement. La FSIN a soutenu que ces droits avaient déjà été empiétés et que les développements en cours rendent encore plus difficile l'exercice de ces droits car ils ont endommagé l'environnement et par conséquent l'économie de subsistance. La FSIN a exprimé des préoccupations à l'égard des effets cumulatifs de divers projets traversant les terres traditionnelles des Premières nations de la Saskatchewan sur les droits ancestraux et les droits issus de traités. Selon la Fédération, Enbridge devrait procéder à une étude sur l'utilisation traditionnelle des terres par les Premières nations.

Nation des Métis - Saskatchewan

Selon la NMS, les droits ancestraux des Métis n'ont pas été pris en compte par Enbridge dans sa consultation des Autochtones. Tout en admettant qu'Enbridge avait fait parvenir de l'information aux bureaux régionaux de la NMS, cette dernière a reconnu qu'au cours de la période de bouleversements organisationnels qu'elle venait de traverser, elle avait eu des difficultés à communiquer avec Enbridge. La NMS a dit qu'elle ne connaissait pas précisément les effets potentiels du pipeline, car elle croit qu'une étude sur l'utilisation traditionnelle des terres est nécessaire pour le déterminer et qu'elle n'a pas fait d'étude à ce sujet. La NMS a pu toutefois en faire une évaluation très préliminaire et elle a exprimé ses préoccupations au sujet de sites archéologiques, de sites historiques et de lieux de cueillette traditionnels. La NMS s'est étonnée qu'Enbridge conclue que le projet n'aurait pas d'impact sur la NMS, vu qu'aucune étude sur l'utilisation traditionnelle des terres par les Métis n'a été effectuée en Saskatchewan.

Nation crie de Peepeekisis

Peepeekisis s'est dite préoccupée de la perturbation éventuelle de sites archéologiques et d'un lieu de sépulture sacré par la construction du projet. Elle a indiqué que les ancêtres de Peepeekisis qui avaient signé le traité n° 4 avaient accepté de céder pas plus que la profondeur de fouille pour fins de développement; le projet proposé dépasserait cette profondeur, ce qui constituerait une violation des conditions du traité.

Première nation Anishinabe de Roseau River

Roseau River a dit que le pipeline projeté traverserait son territoire traditionnel, qui comprend la majeure partie du sud du Manitoba. Le projet, selon elle, occuperait et toucherait les terres et les ressources sur lesquelles Roseau River a maintenu et exercé ses droits ancestraux et ses droits issus de traités. À son avis, le projet aurait des effets négatifs sur les droits et les intérêts de Roseau River pourtant protégés par la Constitution.

Premières nations de Red Pheasant et de Keeseekoose, et Nation crie de Poundmaker

Même si Red Pheasant, Keeseekoose et Poundmaker ont réglé avec Enbridge, puis ont décidé par la suite de renoncer à leurs interventions et de déposer des lettres de soutien au projet, elles avaient antérieurement exprimé des préoccupations à l'égard des effets préjudiciables potentiels sur l'utilisation traditionnelle des terres et les droits de chasse, et à l'égard des terres traditionnelles et des droits fonciers issus de traités. L'Office a tenu compte de ces préoccupations dans son *Rapport d'examen environnemental préalable*.

Première nation Dakota de Standing Buffalo

Des extraits des transcriptions des instances OH-2-2007, OH-1-2007 et OH-3-2007 ont été déposées pour l'audience relative à Alberta Clipper, dans lesquels les Aînés de Standing Buffalo ont expliqué par le menu la relation entre Standing Buffalo et ses terres traditionnelles.

Les Aînésont expliqué que les Dakota ont construit un grand nombre de monuments sacrés et qu'ils ont toujours eu pour pratique de les laisser tels quels, intacts, une fois achevés, en signe de respect. C'est pourquoi, même s'ils n'utilisent peut-être pas actuellement les sites des Dakota à des fins traditionnelles, ces emplacements sont toujours sacrés et doivent être protégés. Les Aînés se sont dits préoccupés par une éventuelle perturbation ou destruction des sites, et ils ont précisé que leurs préoccupations ne se limitaient pas aux sites de Saskatchewan car ils sont responsables de l'ensemble de leur territoire traditionnel.

Selon les Dakota, toute la terre est sacrée et les Dakota ont une obligation d'intendance vis-à-vis de leurs terres. Selon le système de à la terre, donc elle a un impact.

Standing Buffalo a fait remarquer que le pipeline projeté traverserait le territoire traditionnel qu'elle revendique et a répété que tout projet de construction constitue une atteinte aux terres, ce qui nécessite à tout le moins une obligation de consultation.

Opinion de l'Office

L'Office exige des demandeurs qu'ils amorcent au plus tôt les discussions et les consultations avec les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par un projet. Cela permet l'échange d'information et l'examen des préoccupations dès le début et tout au long de l'étape de la conception. L'étendue des consultations à mener est déterminée, dans une large mesure, par l'ampleur du projet.

Conformément aux exigences de l'Office en matière de consultations, Enbridge a établi un corridor d'une largeur de 160 km dans l'axe du tracé proposé et consulté les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet proposé à l'intérieur de ce corridor. Parmi les groupes consultés, il y a les Premières nations et les organismes métis dans les trois provinces traversées par le pipeline projeté, notamment : dix Premières nations et deux bureaux régionaux des Métis en Alberta, vingt-et-une Premières nations et quatre bureaux régionaux des Métis en Saskatchewan, et huit Premières nations et la Manitoba Métis Federation au Manitoba. Enbridge a également consulté les regroupements suivants : la Federation of Saskatchewan Indian Nations, le Dakota Ojibway Tribal Council, le Battlefords Tribal Council et la Tribal Chiefs Peacekeeping Conservation Commission. L'Office estime que la conception du programme de consultations était adéquate pour identifier et comprendre les effets éventuels du projet sur les Autochtones. L'Office constate que la consultation des Autochtones a commencé en octobre 2006 et se poursuit.

Lorsqu'une demande est déposée auprès de l'Office, tous les Autochtones intéressés et toutes les autres parties intéressées ont la possibilité de participer au processus de l'Office afin de faire connaître leurs vues pour qu'il en soit tenu compte dans le processus de décision. Le processus d'audience est une occasion où toutes les parties peuvent obtenir plus d'information, contester ou mettre en doute les preuves avancées et présenter leur point de vue sur le projet.

Même si certains groupes autochtones n'ont pas été identifiés dans les premières rondes de consultation, l'Office considère qu'Enbridge a depuis lors fait des efforts raisonnables pour les consulter afin de répondre à leurs préoccupations, une fois celles-ci exprimées. L'Office s'attend à ce qu'Enbridge continue de consulter les groupes autochtones comme elle s'est engagée à le faire, particulièrement ceux qui ont été identifiés tard dans le processus. Dans l'éventualité où le projet serait approuvé, l'Office inclurait une condition obligeant Enbridge à déposer auprès de l'Office et des groupes autochtones consultés une mise à jour de ses activités de consultation auprès des Autochtones.

L'Office félicite Enbridge et Red Pheasant, Keeseekoose et Poundmaker pour les efforts qu'elles ont consentis pour parvenir à s'entendre sur leurs préoccupations et les questions liées au projet proposé.

Pour faciliter la participation des groupes autochtones au processus d'audience, l'Office a prévu des journées d'audience à Brandon, Saskatoon, Regina et Calgary. De plus, l'Office a accordé le statut d'intervenant tardif à six groupes autochtones (dont la liste figure au chapitre 1), autorisé le dépôt tardif de preuves à trois autres groupes autochtones (BATC, FSIN et Red Pheasant), et il a consenti à accepter des témoignages traditionnels même s'il est d'usage d'exiger que la preuve soit déposée préalablement à l'audience. Les installations choisies pour l'audience étaient également aménagées pour que puissent s'y dérouler des cérémonies rituelles autochtones.

En l'espèce, l'Office constate que quatorze groupes autochtones ont participé de diverses manières à l'instance. L'Office a la conviction que ces groupes ont eu l'occasion de participer pleinement à son processus et d'exprimer leurs préoccupations à l'Office.

Plusieurs intervenants autochtones ont exprimé des préoccupations à propos des effets que le projet aurait sur les sites historiques et archéologiques non découverts et sur les lieux de sépulture sacrés. L'Office prend acte des engagements d'Enbridge à travailler avec les communautés autochtones au cas où de tels sites seraient mis au jour et de la mise en œuvre d'un plan d'urgence à l'égard des ressources patrimoniales, qui comprend des procédures précises pour la mise au jour et la protection des sites archéologiques, paléontologiques et historiques, notamment l'évaluation et la mise en œuvre de mesures d'atténuation appropriées. L'Office prend également acte de la décision d'Enbridge d'établir le tracé du pipeline de manière à éviter les tumulus de Thornhill. Vu l'importance de ces sites toutefois, l'Office inclurait, si le projet devait être approuvé, une condition faisant obligation à Enbridge de cesser immédiatement tous les travaux dans la zone de découvertes archéologiques et de contacter les autorités provinciales responsables. Cela permettrait de protéger et manipuler les découvertes archéologiques selon les règles de l'art et d'éviter tout impact éventuel sur les usages traditionnels. Si le projet était approuvé, l'Office ordonnerait également à Enbridge de déposer auprès de lui, et de les publier sur son site Internet, les rapports sur ses consultations des groupes autochtones concernant les tumulus de Thornhill.

En ce qui concerne les effets négatifs éventuels du projet sur les usages traditionnels actuels, l'Office constate qu'il y a eu des allégations au sujet de tels usages le long du tracé proposé, mais qu'aucune preuve précise n'a été fournie. Les installations seraient pour une large part enfouies et seraient construites dans de courts délais; les terrains requis pour le projet

ont déjà, pour la plupart, été perturbés et ils appartiennent généralement à des intérêts privés et sont utilisés à des fins agricoles. Cela dit, et compte tenu de l'engagement d'Enbridge à l'égard des consultations régulières des Autochtones tout au long du cycle de vie du projet, l'Office estime que les impacts éventuels du projet sur les intérêts des Autochtones, particulièrement en ce qui concerne l'utilisation traditionnelle des terres sur l'emprise, seraient minimes et feraient l'objet de mesures d'atténuation appropriées. L'Office a la conviction que des discussions régulières entre le demandeur et les Autochtones, conjuguées avec le plan d'urgence à l'égard des ressources patrimoniales, réduiraient au minimum les effets éventuels sur les sites à usage traditionnel, s'il y en avait.

L'Offre estime que le programme d'Enbridge d'engagement à la participation des Autochtones convenait compte tenu de la nature et de l'ampleur du projet. Enbridge ayant démontré qu'elle est consciente du caractère permanent du processus d'engagement à la participation des Autochtones, et à la lumière de ses engagements et des conditions proposées, l'Office juge que le programme d'Enbride d'engagement à la participation des Autochtones répondrait aux exigences de consultation pour le pipeline Alberta Clipper.

Chapitre 7

Questions environnementales et socioéconomiques

L'Office examine les questions environnementales et socioéconomiques en vertu de la LCÉE et de la Loi sur l'ONÉ. Il s'attend à ce que les demandeurs identifient et analysent les effets qu'un projet pourrait avoir sur les éléments biophysiques et socioéconomiques, les mesures d'atténuation pour réduire ces effets et l'importance des effets résiduels, s'il y en a, une fois que les mesures d'atténuation ont été mises en oeuvre.

Ce chapitre décrit le processus d'évaluation environnementale utilisé par l'ONÉ pour le projet. Il aborde également les enjeux socioéconomiques qui n'ont pas été évalués pour les besoins du REEP produit en conformité avec la LCÉE.

7.1 Processus d'examen environnemental préalable

Le promoteur d'Alberta Clipper aurait besoin d'un certificat d'utilité publique aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, ce qui déclencherait l'exécution d'une évaluation environnementale au sens de la LCÉE. Comme le projet nécessiterait une emprise nouvelle sur moins de 75 km, tel que défini dans le *Règlement sur la liste d'étude approfondie* de la LCÉE, le projet a été soumis à un examen environnemental préalable en vertu de la LCÉE.

Conformément au *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale* de la LCÉE (Règlement sur la coordination par les autorités fédérales), l'ONÉ a coordonné la participation de l'autorité responsable (AR) et de l'autorité fédérale (AF) au sein du processus de la LCÉE. Pour éviter les chevauchements, l'Office et d'autres AR ont travaillé de concert pour créer un processus d'examen préalable qui réponde aux besoins de toutes les AR dans l'exercice de leurs responsabilités dans le cadre de leur évaluation environnementale.

À la suite de la partie orale de l'audience, l'Office a publié le 9 janvier 2008 une ébauche de REEP pour que le public en prenne connaissance et la commente. L'Office a reçu des commentaires des ministères ou organismes suivants : Pêches et Océans Canada, Affaires indiennes et du Nord Canada, Transports Canada, Santé Canada, Gestion des ressources hydriques Manitoba, Conservation Manitoba, le ministère de l'Environnement de la Saskatchewan, la Saskatchewan Environmental Society et la nation des métis – Saskatchewan. Enbridge a répliqué aux commentaires exprimés.

Le REEP reflète les commentaires des parties et l'évaluation par l'Office des effets biophysiques et socioéconomiques du projet ainsi que les mesures d'atténuation fondées sur la description du projet, les éléments à prendre en compte et la portée de ces éléments. Il comprend en outre des recommandations portant sur des conditions dont toute autorisation réglementaire accordée par l'Office devrait être assortie.

Tous les effets environnementaux et socioéconomiques connus visés par la LCÉE ont été évalués dans le REEP.

Opinion de l'Office

Pour ce qui concerne sa décision réglementaire à rendre en application de la Loi sur l'ONÉ, l'Office a pris en considération le REEP produit en vertu de la LCÉE et les recommandations qu'il contient.

Le REEP fait état de la détermination de l'Office suivant laquelle, pourvu que soient mises en œuvre les procédures de protection environnementale et mesures d'atténuation proposées par Enbridge, ainsi que les recommandations de l'Office, le projet proposé n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Dans l'éventualité où le projet était approuvé, l'Office imposerait des conditions fondées sur les recommandations qu'il a formulées dans le REEP.

Pour tous détails concernant l'évaluation par l'Office des effets environnementaux et socioéconomiques évalués en conformité avec la LCÉE, le lecteur est invité à consulter le REEP. Des exemplaires sont disponibles à la bibliothèque de l'ONÉ ou en ligne dans les Documents de réglementation de l'Office à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

7.2 Questions socioéconomiques

L'Office s'attend à ce que les compagnies identifient et prennent en compte les impacts qu'un projet pourrait avoir sur les conditions socioéconomiques, y compris les mesures d'atténuation des effets négatifs du projet et d'amélioration des avantages du projet.

Les effets socioéconomiques potentiels visés par la LCÉE sont décrits dans le REEP. La LCÉE tient compte des effets socioéconomiques indirects causés par un changement survenu à l'environnement et découlant du projet. Quant aux effets socioéconomiques causés par le projet proprement dit, ils sont évalués en vertu de la Loi sur l'ONÉ et ils sont examinés ci-après. D'autres effets économiques, comme l'emploi, sont traités au chapitre 9.

7.2.1 Utilisation des terres

Dans sa demande, Enbridge a indiqué que la plupart des terres traversées par le pipeline projeté seraient des terres privées à vocation agricole. La demande précise que plusieurs communautés petites et moyennes se trouvent dans le voisinage du projet. Les villes de Morden au Manitoba et de Dodsland en Saskatchewan, ainsi que les villages de Montmartre et Maryfield, en Saskatchewan, seraient directement touchés par la construction du pipeline. Parmi les questions liées à l'utilisation des terres, il y a notamment l'épaisseur de couverture et la perturbation éventuelle des villes et villages.

7.2.2 Épaisseur de couverture

La question de l'épaisseur de couverture a été discutée plus haut dans le cadre des questions techniques. Il en sera discuté ici sous l'angle socioéconomique.

La demande faisait état des préoccupations soulevées par des propriétaires fonciers à l'égard de leur sécurité lorsqu'ils circuleront sur les pipelines à bord de leur équipement ou de leurs véhicules. Ces points ont également été relevés par des intervenants durant la présente instance.

Enbridge a indiqué qu'elle installerait le pipeline proposé à une profondeur de 90 cm dans le sol, profondeur qui respecte amplement la norme de la CSA relative aux pipelines à BPV. Elle a précisé que même une épaisseur de 60 cm donnerait une protection suffisante et permettrait à l'équipement de ferme communément utilisé pour les travaux agricoles de traverser le pipeline sans danger.

Enbridge a reconnu que son programme de fouilles relatives à l'intégrité a révélé des emplacements le long des pipelines en place et contigus au projet proposé où l'épaisseur de couverture était inférieure à 60 cm. La compagnie a indiqué qu'en pareils cas, diverses mesures d'atténuation adaptées à l'emplacement en question avaient été mises en œuvre : pose d'écriteaux supplémentaires et mesures de gestion rehaussées, ajout de sol, abaissement du pipeline et protection mécanique, notamment.

L'entente conclue entre Enbridge et les MPLA et SAPL comprenait une clause relative à l'épaisseur de couverture. Cette entente prévoyait qu'Enbridge entreprendrait un examen de l'épaisseur de couverture de ses canalisations existantes se trouvant dans l'emprise du projet ou à proximité. Lorsque l'épaisseur de couverture est inférieure à 60 cm et qu'elle est un facteur de risque ou nuit aux cultures, Enbridge rétablirait l'épaisseur de couverture à 60 cm, mettrait en œuvre d'autres mesures d'atténuation ou dédommagerait le propriétaire pour ses pertes de récolte ou ses dommages.

7.2.3 Perturbations des villes et villages

Enbridge a indiqué que plusieurs zones urbaines pourraient être perturbées durant la construction.

Enbridge a confirmé qu'en consultation avec les communautés locales, elle élaborerait des plans de construction en milieu urbain qui prévoiraient entre autres : des clôtures, des écriteaux, l'utilisation de petits appareils d'aménagement paysager là où l'espace est limité; le stockage de la terre végétale plus loin, lorsque l'espace est limité dans le voisinage; le maintien des zones d'empiètement au plus serré; des passages sécuritaires pour piétons et cyclistes; et une surveillance 24 h sur 24 aux endroits justifiés.

Aucune des parties ne s'est prononcée sur cette question.

Opinion de l'Office

L'Office est conscient qu'il y a des propriétaires fonciers touchés qui ne sont pas parties à l'entente conclue entre Enbridge et MPLA et SAPL. L'Office constate que, selon Enbridge, il y a environ 1 142 propriétaires dont les terrains seront traversés par le pipeline projeté. Au 12 octobre 2007, la MPLA et la SAPL représentaient à elles seules environ 395 propriétaires, mais on ne sait pas exactement si tous ces propriétaires possèdent des terrains le long du tracé proposé pour Alberta Clipper.

La sécurité réelle et perçue des installations réglementées par l'ONÉ sont une priorité importante pour l'Office et ces questions ont été soulevées par des membres de la MPLA et de la SAPL. L'Office constate que la MPLA et la SAPL ont réglé leurs questions à propos du projet et signé une entente avec Enbridge. Dans la mesure où d'autres propriétaires fonciers qui ne sont pas intervenus dans la présente instance pourraient avoir des préoccupations, il est probable que celles-ci seraient semblables à celles exprimées par des membres de la MPLA et de la SAPL. Tel qu'il a été exprimé précédemment dans les présents Motifs, lorsqu'il a été question des aspects techniques concernant l'épaisseur de couverture, l'Office a jugé que l'installation du pipeline sous une épaisseur de sol de 90 cm est acceptable. En outre, si le projet était approuvé, l'Office imposerait une condition à Enbridge exigeant qu'elle mette en œuvre un programme de surveillance de l'épaisseur de couverture. L'Office estime qu'outre le mandat et les pratiques de l'ONÉ et l'engagement constant d'Enbridge à l'égard de la consultation (comme en fait état le chapitre 5), la mise en œuvre des mesures énoncées plus haut serait suffisante pour résoudre les préoccupations soulevées par les propriétaires fonciers à l'égard de leur sécurité lorsqu'ils circulent avec leur équipement d'exploitation ou leurs véhicules sur le pipeline.

En ce qui concerne les perturbations des villes et villages que pourrait causer la construction du pipeline Alberta Clipper, l'Office est d'avis que l'élaboration de plans de construction en milieu urbain, en consultation avec les villes et villages touchés, résoudrait la question adéquatement.

7.2.4 Services d'urgence et hébergement

Dans la preuve déposée, Enbridge a indiqué que les autorités policières et les représentants municipaux avaient exprimé des préoccupations à propos de la pression que pourrait causer sur les villes et les villages un afflux de travailleurs de la construction. La police a indiqué que l'ampleur de la pression dépendrait du comportement des travailleurs. Les représentants municipaux ont fait remarquer que la pression sur l'hébergement dépendrait de la planification et du calendrier de la construction et de la demande d'hébergement.

Enbridge s'est engagée à résoudre ces préoccupations par l'élaboration et la mise en œuvre de plans de construction en milieu urbain, d'un plan d'hébergement des travailleurs et d'un code de

conduite écrit. Les deux derniers documents seraient joints au PPE d'Alberta Clipper qui serait soumis à l'Office pour approbation avant le début de la construction.

Aucune des parties ne s'est prononcée sur cette question.

Opinion de l'Office

L'Office est conscient de la pression que ferait peser un afflux de travailleurs de la construction sur les communautés locales. Dans le cas présent, l'Office estime que si le projet était approuvé, les mesures prévues par Enbridge résoudraient les préoccupations soulevées par la police locale et les représentants municipaux. En particulier, l'élaboration et la mise en œuvre d'un plan d'hébergement des travailleurs et d'un code de conduite résoudraient les préoccupations à l'égard du comportement des travailleurs et de la pression sur l'hébergement. L'Office prend acte qu'Enbridge s'est engagée à joindre ces deux documents à son Plan de protection de l'environnement (PPE), qui serait soumis à l'Office pour approbation avant le début de la construction. L'Office prend également acte que tous les engagements d'Enbridge seraient affichés sur son propre site Web et mis à jour au moins trimestriellement.

Chapitre 8

Droits et tarifs

Enbridge a présenté une demande aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ pour faire approuver la méthode de tarification proposée à l'égard du projet. Le 28 juin 2007, elle a déposé le règlement Alberta Clipper Canada (règlement), accompagné d'une lettre de l'ACPP manifestant son appui pour le projet; le règlement énonce les principes qui guideront la détermination et le recouvrement des besoins en produits d'Alberta Clipper. Enbridge a prié l'Office d'approuver le règlement déposé, suivant la partie IV de la Loi sur l'ONÉ et les *Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs*, publiées par l'Office en juin 2002 (*Lignes directrices*).

8.1 Processus de négociation du règlement

Enbridge a indiqué qu'il est devenu apparent, à la suite d'entretiens préliminaires avec l'industrie, qu'une formule de tarification intégrée, suivant laquelle Alberta Clipper serait considéré comme une partie intégrante du réseau principal d'Enbridge, recueillait un large appui, voire la préférence des parties concernées. À l'automne 2006, Enbridge a engagé des discussions intensives avec des producteurs individuels, des expéditeurs et l'ACPP au sujet de la portée, de l'échéancier et des modalités commerciales du projet. Les producteurs et expéditeurs ont indiqué qu'ils préféraient qu'Enbridge passe par l'ACPP pour négocier les aspects commerciaux du projet, ce qui avait été la pratique habituelle pour conclure les règlements sur les droits et la capacité se rapportant au réseau principal. Le règlement a finalement été conclu avec l'ACPP en juin 2007, et a été distribué à ses membres par la suite.

Enbridge a produit une preuve montrant qu'elle avait discuté du projet avec les expéditeurs à l'occasion de sa conférence annuelle des expéditeurs tenue en juin 2007, à laquelle tous les expéditeurs avaient été invités, et eu des rencontres à son sujet avec des expéditeurs individuels et d'autres parties intéressées qui n'étaient pas membres de l'ACPP ou ne prenaient pas une part active aux travaux des comités de l'association. De plus, Enbridge a organisé une assemblée portes ouvertes à Calgary, en septembre 2007, qui se voulait une tribune supplémentaire pour échanger de l'information sur Alberta Clipper et d'autres projets d'agrandissement.

Enbridge a soutenu que le règlement conclu a été négocié en bonne et due forme et qu'aucun de ses éléments, pris séparément, ne devait être vu comme représentant la position des parties négociantes. L'intention des parties au règlement était qu'il soit traité comme un tout.

Enbridge a souligné que le règlement est l'aboutissement d'un processus de négociation intensif portant sur un large éventail de questions et qu'il reflète l'accord des parties au sujet des modalités commerciales du projet. Qui plus est, aucun expéditeur ni producteur n'a fait état de préoccupations à son sujet. Enbridge a soutenu, par conséquent, que les droits découlant du règlement seraient justes et raisonnables, et ne donneraient lieu à aucune distinction injuste, et qu'il convenait d'approuver le règlement tel qu'il avait été déposé.

8.2 Règlement Alberta Clipper Canada

La durée de validité du règlement va du 28 juin 2007 au quinzième anniversaire de la date de l'entrée en service du projet, qui est censée être le 1er juillet 2010. La date cible de mise en service tombe six mois après l'expiration de l'actuel règlement incitatif quinquennal sur les droits d'Enbridge conclu en 2005 (RID 2005), et six mois après l'entrée en vigueur de l'éventuel règlement incitatif sur les droits de 2010 (RID 2010). Par conséquent, le recouvrement des besoins en produits d'Alberta Clipper débuterait sous le régime du futur RID 2010.

Le règlement distingue deux catégories de besoins en produits à intégrer aux droits du réseau principal. La première correspond aux besoins en produits non liés aux immobilisations (BPNLI), qui incluent les dépenses d'exploitation, les coûts d'immobilisations associés à l'intégrité du pipeline et les coûts d'entretien. Le recouvrement des BPNLI serait négocié dans le cadre du RID 2010 et pris en compte dans le calcul du droit de base aux termes de ce règlement. Les besoins en produits liés aux immobilisations (BPLI) constituent la deuxième catégorie. Ils seraient ajoutés au droit de base calculé suivant le RID 2010 en tant qu'élément distinct des droits globaux du réseau principal.

La base tarifaire d'Alberta Clipper comprendrait tous les coûts d'immobilisations raisonnables, y compris une provision pour fonds utilisés durant la construction (PFUDC), une pénalité ou prime financière pour chaque catégorie de coûts et une provision pour fonds de roulement. Les coûts d'immobilisations rajustés et la PFUDC inclus dans la base tarifaire seraient amortis sur la base d'une durée économique escomptée initiale de 30 ans.

La base tarifaire serait financée par emprunt dans une proportion de 55 % et le reste, soit 45 %, par capitaux propres. Le coût de la dette correspondrait au coût moyen pondéré de la dette à long terme établi aux environs de la date cible de mise en service, et le rendement du capital-actions (RCA) pour chaque année correspondrait au taux de rendement fixé par l'ONÉ pour plusieurs sociétés pipelinières (ou l'équivalent), majoré de 225 points de base.

Le règlement prévoit trois mécanismes pour inciter Enbridge à respecter ses engagements concernant la date cible de mise en service et la capacité de fonctionnement, tout en contenant les coûts. Un mécanisme de partage des risques lié aux coûts d'immobilisations serait utilisé pour favoriser le contrôle de ces coûts. Le montant des coûts d'immobilisations comptabilisés dans la base tarifaire varierait selon que les coûts contrôlables réels dépassent ou non certains seuils précisés dans le règlement. Pour l'essentiel, le mécanisme de partage des risques modifie le RCA de base qu'Enbridge peut toucher.

Enbridge a effectué une analyse probabilistique portant sur les coûts totaux. D'après cette analyse, il y avait 10 % de probabilités que les coûts totaux soient inférieurs ou égaux à 1,588 milliard de dollars, 55 % de probabilités qu'ils soient inférieurs ou égaux à 2,159 milliards de dollars et 90 % de probabilités qu'ils soient inférieurs ou égaux à 2,689 milliards de dollars.

Tableau 8-1
Coûts d'immobilisations d'Alberta Clipper

Estimation	Non contrôlables	Contrôlables	Totaux
		(en millions de dollars)	
P10	454	1 134	1 588
P55	626	1 533	2 159
P90	784	1 906	2 689

Note : Les estimations des coûts d'immobilisations excluent la PFUDC.

Aux fins du mécanisme de partage des risques, chacune des trois estimations des coûts totaux a été divisée en coûts contrôlables et coûts non contrôlables, comme l'illustre le tableau 8-1. Dans le cas des trois seuils, les coûts contrôlables représentent environ 71 % des coûts totaux, et les coûts non contrôlables, les 29 % de coûts restants. Les trois seuils de coûts contrôlables ont été employés pour déterminer la prime ou la pénalité à incorporer dans la base tarifaire. Si les coûts contrôlables réels dépassaient l'estimation P55, une partie des coûts réels ne serait pas comptabilisée dans la base tarifaire. S'ils étaient inférieurs à l'estimation P55, le montant comptabilisé dans la base tarifaire serait majoré pour accorder une prime. Pour des coûts compris entre les seuils P10 et P90, le règlement répartit les risques entre les expéditeurs et Enbridge selon un ratio de 75:25. En dehors de ces seuils, c'est-à-dire si les coûts contrôlables sont inférieurs à l'estimation P10 ou s'ils dépassent l'estimation P90, le règlement répartit le risque selon un ratio de 50:50 entre les expéditeurs et Enbridge.

Le mécanisme de partage des risques se traduit par un rendement effectif du capital-actions plus élevé ou moins élevé par rapport au RCA de base, soit le taux de rendement établi par l'Office pour plusieurs pipelinières, majoré de 225 points de base.

Suivant le règlement, l'ACPP a le droit d'examiner et de vérifier les coûts d'immobilisations et leur répartition en coûts contrôlables et coûts non contrôlables.

8.3 Incidence sur les droits

Il y a deux périodes clés pour lesquelles on doit examiner l'incidence d'Alberta Clipper sur les droits du réseau principal. La première période, correspondant à la première année complète d'exploitation en 2011, est illustrée dans le tableau 8-2. Enbridge a soutenu que l'augmentation des droits du réseau principal post-Alberta Clipper, par rapport à la situation pré-Alberta Clipper, varierait entre une limite inférieure de 18 %, si le scénario P10 se réalisait, et une limite supérieure de 36 % en 2011, si le scénario P90 se réalisait. Pour le scénario P55, l'impact sur les droits serait une hausse de 27 %. Par conséquent, si le projet était approuvé et construit, les droits du réseau principal pourraient augmenter entre 18 % et 36 % en 2011.

Tableau 8-2
Incidence sur les droits du réseau principal

Droits du réseau principal d'Enbridge : transport d'Edmonton à des points aux Etats-Unis

Situation pré-Alberta Clipper par rapport à post-Alberta Clipper

	Prévisions des droits futurs ($/m³)						
	P10 2011	P90 2011	P55 2011	P55 2012	P55 2013	P55 2014	P55 2015
Condensats							
Pré-Clipper	6,139	6,139	6,139	6,101	6,095	5,875	5,850
Post-Clipper	7,214	8,290	7,774	7,523	7,328	7,177	7,007
Accroissement	1,075	2,151	1,635	1,422	1,233	1,302	1,157
Accroissement - %	17,5 %	35,0 %	26,6 %	23,3 %	20,2 %	22,2 %	19,8 %
Léger							
Pré-Clipper	6,623	6,623	6,623	6,585	6,573	6,346	6,309
Post-Clipper	7,793	8,963	8,403	8,120	7,900	7,755	7,567
Accroissement	1,170	2,340	1,780	1,535	1,327	1,409	1,258
Accroissement - %	17,7 %	35,3 %	26,9 %	23,3 %	20,2 %	22,2 %	19,9 %
Moyen							
Pré-Clipper	7,114	7,114	7,114	7,070	7,057	6,812	6,774
Post-Clipper	8,372	9,636	9,026	8,724	8,491	8,334	8,133
Accroissement	1,258	2,522	1,912	1,654	1,434	1,522	1,359
Accroissement - %	17,7 %	35,5 %	26,9 %	23,4 %	20,3 %	22,3 %	20,1 %
Lourd							
Pré-Clipper	7,963	7,963	7,963	7,914	7,901	7,620	7,580
Post-Clipper	9,387	10,814	10,127	9,787	9,526	9,339	9,112
Accroissement	1,424	2,851	2,164	1,873	1,625	1,719	1,532
Accroissement - %	17,9 %	35,8 %	27,2 %	23,7 %	20,6 %	22,6 %	20,2 %
LGN							
Pré-Clipper	6,013	6,013	6,013	5,975	5,975	5,768	5,743
Post-Clipper	7,070	8,120	7,611	7,359	7,177	7,038	6,868
Accroissement	1,057	2,107	1,598	1,384	1,202	1,270	1,125
Accroissement - %	17,6 %	35,0 %	26,6 %	23,2 %	20,1 %	22,0 %	19,6 %

La deuxième période correspond à l'année 2011 comparée à 2007. Les droits de 2007 qui sont comparables aux droits prévus de 2011 figurent dans le Tarif ONÉ n° 275 d'Enbridge; des frais d'utilisation de terminal de réception de 0,835 $/m³ doivent y être ajoutés. Quand on compare les droits équivalents de 2007 aux droits proposés pour 2011, l'incidence sur les droits est plus modeste (voir le tableau 8-3). Dans ce contexte, l'incidence sur les droits dans le cas du pétrole léger varierait entre une baisse de près de 7 %, un accroissement de moins de 1 % et un acroissement de plus de 7 %, selon les résultats obtenus au chapitre des coûts d'immobilisations, c'est-à-dire P10, P55 ou P90, respectivement.

Tableau 8-3
Incidence sur les droits du réseau principal
Droits du réseau principal d'Enbridge : transport d'Edmonton à des points aux États-Unis

Droits de 2007 comparés aux droits prévus, projet Alberta Clipper inclus ($/m^3)

	Tarif ONÉ n° 275	Terminal de réception	2007[A]	2011	2011 - 2007	
Condensats					**Écart**	**%**
P10	6,987	0,835	7,822	7,214	-0,608	-7,8 %
P55	**6,987**	**0,835**	**7,822**	**7,774**	**-0,048**	**-0,6 %**
P90	6,987	0,835	7,822	8,290	0,468	6,0 %
Léger						
P10	7,522	0,835	8,357	7,793	-0,564	-6,7 %
P55	**7,522**	**0,835**	**8,357**	**8,403**	**0,046**	**0,6 %**
P90	7,522	0,835	8,357	8,963	0,606	7,3 %
Moyen						
P10	8,057	0,835	8,892	8,372	-0,520	-5,8 %
P55	**8,057**	**0,835**	**8,892**	**9,026**	**0,134**	**1,5 %**
P90	8,057	0,835	8,892	9,636	0,744	8,4 %
Lourd						
P10	8,993	0,835	9,828	9,387	-0,441	-4,5 %
P55	**8,993**	**0,835**	**9,828**	**10,127**	**0,299**	**3,0 %**
P90	8,993	0,835	9,828	10,814	0,986	10,0 %
LGN						
P10	6,854	0,835	7,689	7,070	-0,619	-8,1 %
P55	**6,854**	**0,835**	**7,689**	**7,611**	**-0,078**	**-1,0 %**
P90	6,854	0,835	7,689	8,120	0,431	5,6 %

Note A : Les droits de 2007 du réseau principal égalent la somme des deux colonnes adjacentes.

Opinions des parties

L'ACPP a soutenu que l'ajout de capacité pipelinière est nécessaire et que le moment où surviendrait la mise en service d'Alberta Clipper, soit au milieu de 2010, a de l'importance. Elle a souligné que pour assurer le transport des approvisionnements croissants en pétrole brut, il était essentiel d'incorporer des mesures incitatives dans le règlement qui, tout en favorisant le contrôle des coûts d'immobilisations, aideraient à garantir qu'Alberta Clipper entre en service au plus tard au milieu de 2010. L'ACPP a argué que le large appui du règlement par l'industrie reflétait le besoin de disposer de plus de capacité pipelinière, l'avantage que procurerait cette nouvelle capacité et l'importance que les producteurs attachaient à l'accroissement en temps opportun de la capacité pipelinière. Elle a soutenu, par ailleurs, que cet appui général de l'industrie a permis le développement du transport public afin de mettre une capacité de transport supplémentaire à la disposition de tous les expéditeurs sur un réseau composé de plusieurs pipelines qui transporte un éventail de produits.

BP Canada Energy Company, Canadian Oil Sands Limited, ConocoPhillips Canada Limited, Devon Canada Corporation, EnCana Corporation, Flint Hills Resources Canada LP, Japan Canada Oil Sands Limited, Nexen Inc., Shell Canada Limitée et Suncor Energy Marketing Inc. s'étaient inscrites à titre d'intervenants ayant un intérêt dans l'instance et s'étaient réservé le droit d'y participer. Or, aucune de ces parties commerciales n'a participé autrement qu'en suivant les délibérations de l'instance.

Opinion de l'Office

Suivant la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit établir à sa satisfaction que les droits et tarifs sont justes et raisonnables et ne donnent lieu à aucune distinction injuste. Selon l'Office, les règlements négociés offrent aux pipelinières et à leurs expéditeurs un moyen de résoudre des enjeux sans avoir recours à un processus d'audience de nature antagoniste. L'Office a publié les *Lignes directrices* révisées en juin 2002, qui détaillent les exigences auxquelles doit répondre un règlement négocié sur les droits. Le règlement ne doit pas faire entrave à la capacité ni au pouvoir discrétionnaire de l'Office de tenir compte de toute considération relative à l'intérêt public, ni comporter des dispositions illégales ou contraires à la *Loi*. Dans la mesure où le processus de négociation du règlement fournit à toutes les parties intéressées une chance équitable de participer, permet d'inclure au dossier public des renseignements suffisants pour comprendre le fondement de l'entente et ne soulève l'opposition d'aucune partie, l'Office peut normalement en conclure que les droits qui en découlent sont justes et raisonnables et n'entraînent aucune distinction injuste.

L'Office loue les efforts qu'Enbridge a faits pour produire des renseignements sur les coûts sous la forme d'une analyse probabilistique progressive. Cependant, il a trouvé que peu d'information avait été fournie sur les seuils de coûts (c.-à-d. P10, P55 et P90) en ce qui touche les coûts totaux et qu'aucune explication n'était donnée sur les déterminants de coût importants. De plus, d'après la preuve, l'analyse probabilistique n'a porté que sur les coûts totaux et rien n'indique qu'elle ait été effectuée pour la composante des coûts d'immobilisations contrôlables. Enfin, la répartition des coûts en composantes de coûts contrôlables et non contrôlables semble avoir été effectuée sur la base d'un ratio fixé de façon approximative, et ce, pour les besoins de négociations commerciales.

L'Office est d'avis que les méthodes statistiques courantes fournissent peu de justification pour supposer que les seuils de probabilité estimés pour les coûts totaux peuvent être répartis, selon un ratio fixe, pour calculer les valeurs P10 et P90 des catégories de coûts qui composent ces coûts totaux. L'Office estime que la preuve déposée n'appuie pas l'assertion qu'il y a seulement 10 % de probabilités que les coûts contrôlables soient inférieurs au seuil défini comme P10, ou 10 % de probabilités qu'ils dépassent le seuil P90. Si Enbridge voulait présenter une analyse probabilistique à

l'avenir, il faudrait qu'elle remédie aux lacunes notées ci-dessus, notamment en fournissant une analyse probabilistique des facteurs déterminants qui influent sur d'autres parties, dont les expéditeurs.

L'Office reconnaît que le règlement, dans le cas présent, traduit le désir d'Enbridge et de ses expéditeurs, représentés par l'ACPP, de négocier les modalités commerciales du projet et de s'entendre à ce sujet. L'Office a trouvé que le témoignage fourni par le témoin de l'ACPP lui avait été particulièrement utile pour en arriver à cette conclusion.

Ayant examiné le règlement et la position des parties, l'Office juge que le règlement satisfait aux critères énoncés dans les *Lignes directrices* et que la méthode de tarification et les droits en découlant seraient justes et raisonnables et ne créeraient aucune distinction injuste. Par conséquent, l'Office approuve le règlement aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ et des *Lignes directrices*.

Chapitre 9

Aspects économiques, questions financières, offre et marchés

Pour déterminer la faisabilité économique d'un projet envisagé, l'Office évalue si les installations projetées sont nécessaires et si elles seraient exploitées à un niveau raisonnable au cours de leur durée économique prévue. Pour en arriver à sa décision sur cette question, l'Office examine la preuve concernant l'offre disponible pour alimenter le pipeline, l'existence de marchés adéquats et la capacité des pipelines existants de répondre à la demande. De même, il examine la preuve touchant le financement de la construction du projet et de l'exploitation continue des installations, ainsi que la probabilité que les coûts du projet soient recouvrés à même les droits.

9.1 Offre de pétrole brut

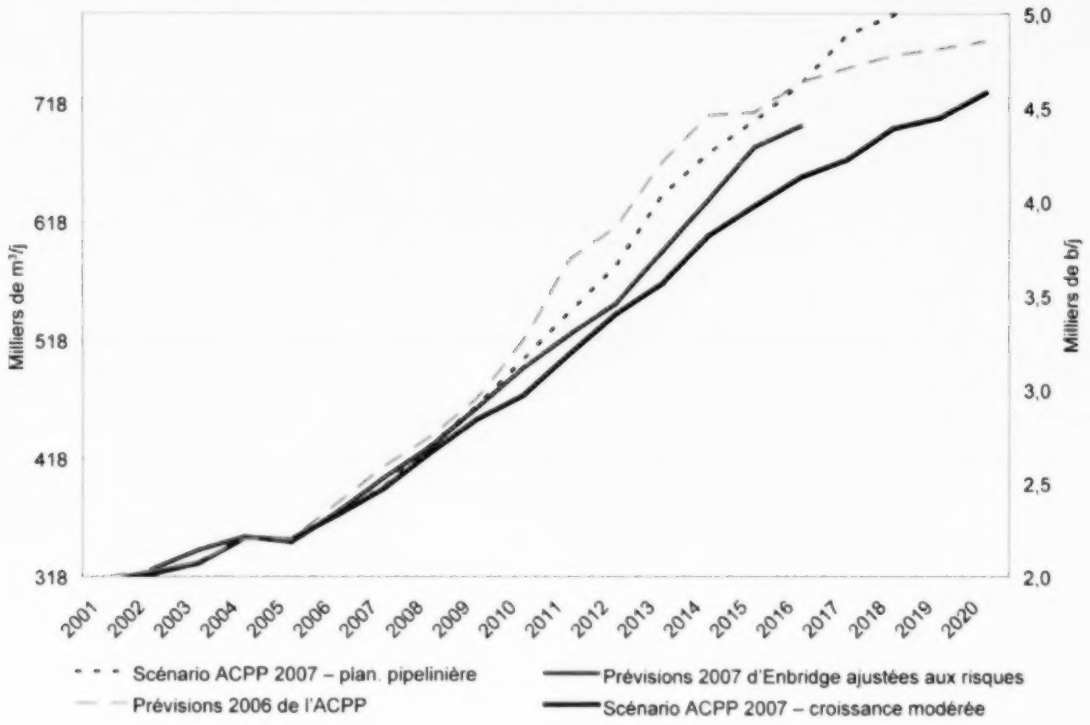
À l'appui de sa demande, Enbridge a déposé un rapport de l'ACPP sur les prévisions de l'offre et de la demande de pétrole brut, intitulé *CAPP Crude Oil Production and Supply Forecast 2006-2020*, en date de mai 2006. Enbridge a également présenté deux de ses propres prévisions à long terme de l'offre de pétrole : *Enbridge Long Range Forecasts (2006-2015)* et *Enbridge Long Range Forecasts (2007-2016)*, datées de juin 2006 et mai 2007, respectivement. Enbridge a en outre comparé ses prévisions à long terme avec des prévisions de l'ONÉ tirées du rapport intitulé *Les sables bitumineux du Canada - Perspectives et défis jusqu'en 2015 : mise à jour*, daté de juin 2006. Un dernier document prévisionnel de l'ACPP, intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Pipeline Expansions*, en date de juin 2007, a également été déposé en preuve.

Toutes les prévisions présentées indiquaient une croissance substantielle de la production du BSOC au cours des dix à quinze prochaines années. D'ici 2010, selon ces prévisions, on pouvait s'attendre à une production additionnelle d'environ 90 480 m^3/j à 136 350 m^3/j (570 000 b/j à 860 000 b/j) de pétrole brut par rapport à la production estimative de 2006. D'ici 2015, la production pourrait croître de 235 490 m^3/j à 333 020 m^3/j (1 484 000 b/j à 2 098 000 b/j) par rapport aux niveaux de production de 2006. La figure 9-1 montre une comparaison entre les prévisions de l'offre de pétrole de l'ACPP pour 2006 et 2007 et les prévisions de 2007 ajustées aux risques qui sont tirées des prévisions à long terme d'Enbridge (2007-2016).

Bien qu'aucune des parties à l'instance n'ait contesté les prévisions de l'offre produites, une discussion s'est engagée au sujet des différences existant entre certaines des prévisions. La Alberta Federation of Labour (AFL) s'intéressait particulièrement aux ajustements en fonction des risques qui avaient été apportés aux prévisions de l'offre et aux incidences du projet sur les diverses prévisions de l'offre de pétrole. L'ACPP a expliqué que la principale différence entre ses diverses prévisions découlait de sa méthode d'ajustement en fonction des risques, qui consistait à ajuster les dates d'achèvement potentielles de projets jugés plus incertains. Enbridge a indiqué qu'elle avait procédé à un ajustement en fonction des risques similaire et que les types

de projets retardés étaient répartis également entre la catégorie des produits valorisés et celle du bitume.

Figure 9-1
Comparaison des prévisions de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien



L'ACPP a indiqué que la croissance future de l'offre de pétrole du BSOC est basée en grande partie sur la hausse de la production à partir des sables bitumineux. La croissance future de l'offre de pétrole provenant des sables bitumineux pourrait être affectée par une augmentation des coûts découlant de l'éventuelle hausse des redevances décrite dans le nouveau cadre des redevances que le gouvernement de l'Alberta a annoncé le 25 octobre 2007. Toutefois, l'ACPP était d'avis qu'Alberta Clipper serait quand même nécessaire pour desservir les projets d'exploitation des sables bitumineux qui sont en cours de construction et qui seraient en place d'ici le milieu de 2010. Selon l'ACPP, c'est sur la production de pétrole brut classique que l'adoption du nouveau cadre de redevances proposé aurait les répercussions les plus importantes et les plus immédiates. Cependant, comme la production de pétrole brut classique constituerait la plus petite composante de l'offre future, le nouveau cadre de redevances n'affecterait pas la nécessité globale du pipeline.

9.2 Marchés

Enbridge a retenu les services de la firme Muse Stancil & Co. (Muse Stancil) pour effectuer une évaluation des marchés éventuels et des retombées du projet. Muse Stancil a conclu que les plus

gros marchés de croissance pour le pétrole brut canadien que pourrait desservir le réseau agrandi d'Enbridge sont les zones de raffinage du Midwest américain, de la région centrale du continent (Mid-Continent), de l'Ontario et de la côte américaine du golfe du Mexique.

Muse Stancil a fait observer qu'en utilisant l'infrastructure pipelinière en place, Alberta Clipper pourrait donner accès à pratiquement toutes les raffineries du marché du Midwest du PADD II. Les raffineurs tels BP, ConocoPhillips et Marathon ont annoncé des projets d'agrandissement ou de conversion de leurs raffineries dans ces marchés.

Actuellement, les raffineries de la région centrale du continent sont aménagées en grande partie pour raffiner le pétrole brut d'extraction locale. Muse Stancil a indiqué que suite à la mise en service du pipeline Spearhead d'Enbridge en 2006, on a noté un accroissement de l'intérêt pour le pétrole brut canadien sur le marché du centre du continent.

À plus long terme, Muse Stancil a laissé entendre que les marchés cibles pour les expéditeurs de pétrole brut se prévalant d'Alberta Clipper pourraient également comprendre la côte américaine du golfe du Mexique et la côte Est des États-Unis. Muse Stancil jugeait très probable que le pétrole brut canadien jouisse un jour d'un meilleur accès pipelinier au marché de la côte américaine du golfe du Mexique et a fait observer qu'il s'agit du plus important centre de demande de brut corrosif lourd au monde. D'après Muse Stancil, les raffineries qui traitent le brut léger non corrosif s'intéresseraient au pétrole synthétique non corrosif canadien pour autant que le prix du synthétique canadien puisse concurrencer celui des importations maritimes.

Muse Stancil a fait observer que l'Ontario, qui compte pour environ 20 % de la capacité de raffinage canadienne, pourrait également représenter un fort marché de croissance pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. Selon Muse Stancil, il existe de fortes probabilités que la consommation de pétrole brut de l'Ouest canadien augmente en Ontario, et ce, pour trois raisons : la construction possible d'une nouvelle raffinerie en Ontario[6]; la nécessité de compenser un déclin des approvisionnements en pétrole brut (surtout le pétrole brut en provenance de la zone extracôtière du Canada atlantique, de la mer du Nord et de l'Algérie) transportés via la canalisation n° 9 d'Enbridge à partir de Montréal; et l'accroissement prévu de la capacité des raffineries existantes.

Le rapport de l'ACPP sur les prévisions de pétrole brut, les marchés et les agrandissements pipeliniers, intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Pipeline Expansions Report*, en date de juin 2007, vient corroborer l'assertion de Muse Stancil selon laquelle le PADD II et l'Ontario pourraient devenir des marchés principaux pour le pétrole brut de l'Ouest canadien, outre qu'il y aurait une possibilité croissante de percer de nouveaux marchés, dont le Québec, le secteur Est du PADD I, les secteurs Sud et Est du PADD II, le PADD III, la Californie et l'Asie.

En ce qui touche les marchés de l'Est du Canada, Muse Stancil a fait observer que si le sens de l'écoulement de la canalisation n° 9 d'Enbridge était de nouveau inversé en direction Sarnia-Montréal, ceci fournirait une capacité de transport potentielle d'environ 40 000 m^3/j (250 000 b/j) pour desservir les raffineries de Montréal. Toutefois, elle jugeait qu'il serait onéreux de construire un pipeline à partir de Montréal pour desservir une raffinerie située à

6 L'établissement d'une raffinerie de pétrole brut de Shell Canada à Sarnia est actuellement à l'étude, comme l'a annoncé Shell Canada Limitée le 23 novembre 2006.

Québec et que le transport par pétrolier du pétrole brut de l'Ouest canadien de Montréal aux raffineries du Canada atlantique n'était pas pratique.

Les intervenants n'ont pas contesté que des marchés existent et qu'ils sont adéquats.

9.3 Capacité de transport

Muse Stancil a examiné la distribution escomptée du pétrole brut de l'Ouest canadien et l'utilisation possible du pipeline Alberta Clipper pour la période de 2010 à 2020. Elle s'est fondée sur les prévisions de production de pétrole brut établies par l'ACPP et a supposé la construction des agrandissements et ajouts suivants :

- l'ajout du pipeline Keystone de TransCanada, avec une capacité initiale de 69 200 m^3/j (435 000 b/j), sa mise en service avant le début de 2011 et une capacité ultime de 96 800 m^3/j (590 000 b/j);
- la construction d'ici 2014 d'un nouveau pipeline d'une capacité de 63 600 m^3/j (400 000 b/j) se rendant jusqu'à la côte de la Colombie-Britannique;
- l'agrandissement du pipeline TransMountain de Kinder Morgan d'ici 2009, offrant une capacité additionnelle de 6 400 m^3/j (40 000 b/j).

Même en tenant compte de ces accroissements de capacité présumés, Muse Stancil a établi que la capacité existante ne permettrait pas de satisfaire à la croissance prévue de l'offre. Elle prévoyait que, d'ici 2020, une production de 67 000 m^3/j (420 000 b/j) de pétrole brut de l'Ouest canadien resterait inexploitée si Alberta Clipper n'était pas construit (tableau 9-1).

Tableau 9-1
Estimation de la capacité de production de brut de l'Ouest canadien qui resterait inexploitée

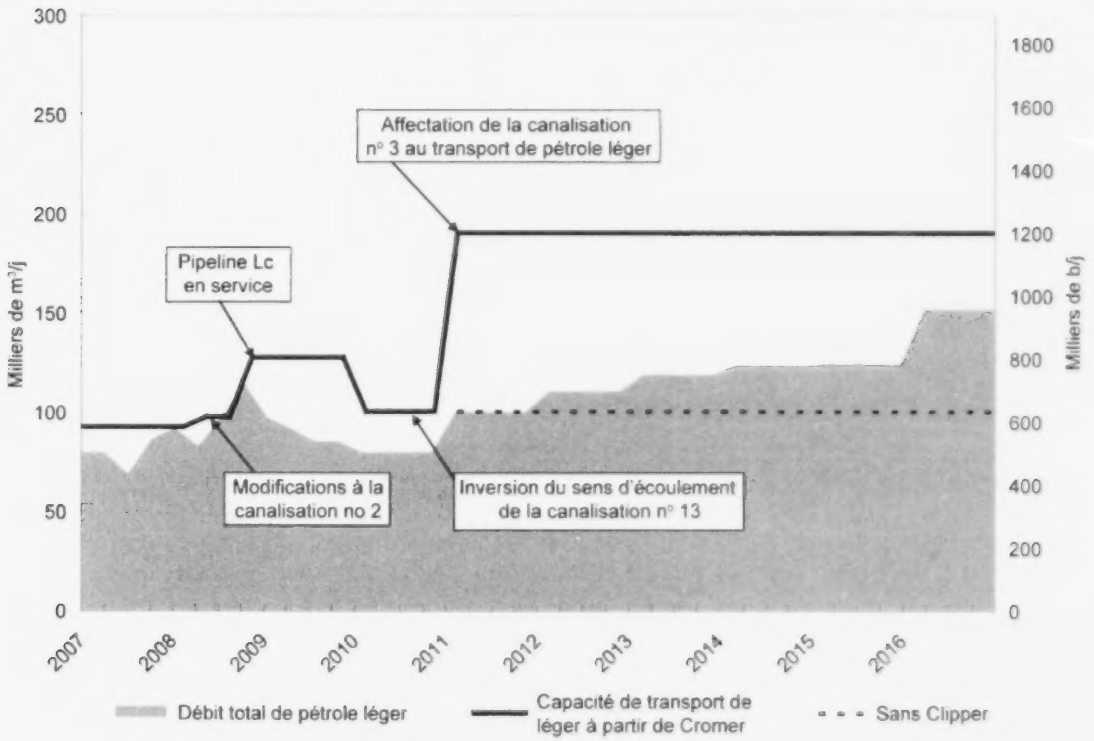
(selon les unités de mesure indiquées)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Milliers de m^3/j	-	10	37	92	3	6	33	45	56	62	67
Milliers de b/j	-	60	230	580	20	40	210	280	350	390	420

Alberta Clipper accroîtrait la capacité du réseau principal d'Enbridge de 71 500 m^3/j (450 000 b/j) et, avec l'ajout d'installations de pompage additionnelles, offrirait une capacité ultime de 127 000 m^3/j (800 000 b/j). La capacité ultime d'Alberta Clipper correspondrait à celle de l'agrandissement en aval du pipeline Southern Access de Superior à Chicago, équilibrant ainsi la capacité du réseau d'Enbridge en amont et en aval de Superior. Enbridge a fait observer que son réseau principal est constitué de plusieurs pipelines et offre la flexibilité de transporter un éventail de produits (40 types de pétrole brut, de même que des produits raffinés sur la canalisation n° 1) pour répondre aux besoins de la clientèle. En conséquence, elle a laissé entendre que le projet devrait être vu comme un agrandissement de la capacité globale de son réseau principal au lieu d'être considéré comme un projet visant exclusivement le transport d'un produit de pétrole brut particulier.

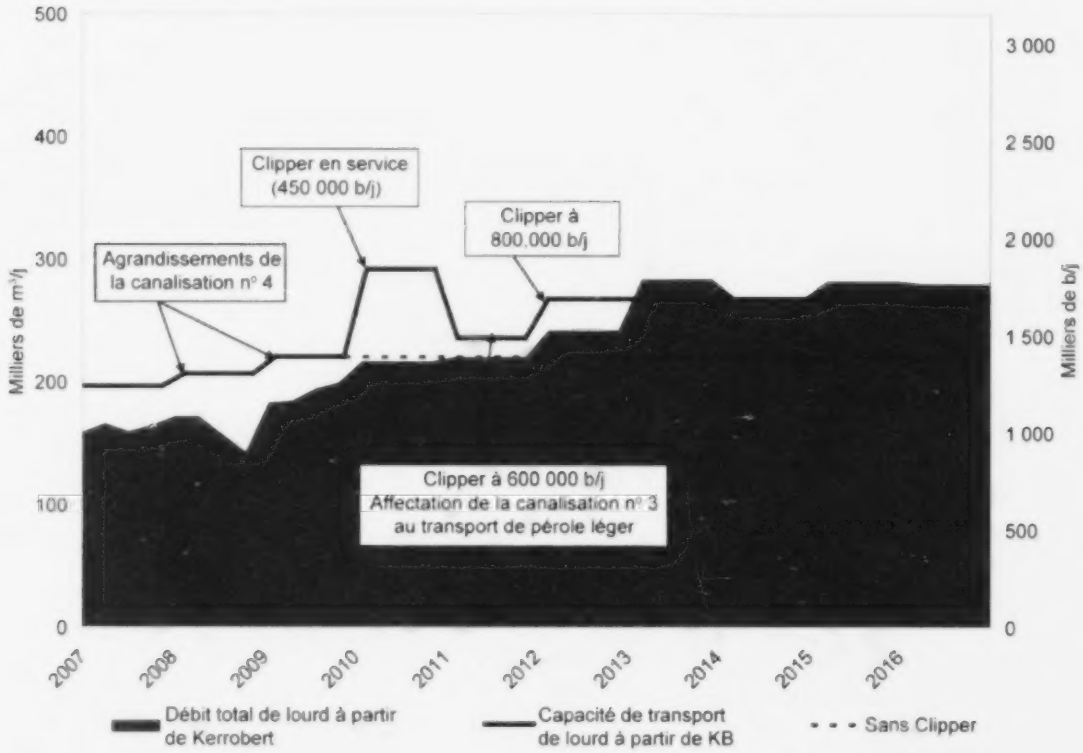
Enbridge a indiqué que, conjuguée à la réaffectation de certains de ses pipelines existants à d'autres services de livraison, la construction d'Alberta Clipper contribuerait à augmenter globalement la capacité de transport de pétrole brut léger et lourd. Les figures qui suivent (figures 9-2 et 9-3) montrent la capacité de débit prévue pour le pétrole brut léger et lourd sur le réseau principal d'Enbridge (zones ombrées) compte tenu de l'ajout d'Alberta Clipper et des autres changements prévus au réseau qui résultent du projet Southern Lights (lequel comprend la construction du pipeline de brut léger corrosif (pipeline Lc) et les modifications à la canalisation n° 2 pour compenser la réduction de capacité résultant de l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation n° 13 pour l'affecter au transport de diluant), des agrandissements de la canalisation n° 4 (dans le cadre de l'agrandissement amont Southern Access) et de la conversion de la canalisation n° 3 pour l'affecter au transport de pétrole brut léger en 2011. Le projet Southern Lights retirerait la canalisation n° 13 du service de transport de brut vers le sud à compter de 2010 et en inverserait le sens d'écoulement pour qu'elle serve au transport de diluant de Clearbrook à Edmonton (inversion de la canalisation n° 13). Pour compenser la réduction de capacité entraînée par l'inversion de la canalisation n° 13, des modifications seraient apportées à la canalisation n° 2 pour en accroître la capacité entre Edmonton et Superior (modifications à la canalisation n° 2) à compter de 2008. Le nouveau pipeline Lc servirait à transporter le brut léger corrosif vers le sud, à partir de Cromer, et devrait

Figure 9-2
Débit total et capacité de transport de pétrole léger à partir de l'Ouest canadien



entrer en service d'ici la fin de 2008. Dans le cadre de l'agrandissement amont Southern Access[7], la canalisation n° 4 serait reconfigurée pour éliminer les goulots d'étranglement et la capacité de transport de brut lourd en aval de Hardisty augmenterait annuellement à compter de 2008. La figure 9-2 illustre les attentes d'Enbridge selon lesquelles, si Alberta Clipper n'était pas construit, sa capacité de transport de brut léger atteindrait sa limite d'ici 2011. De même, la figure 9-3 montre que sa capacité de transport de brut lourd plafonnerait d'ici 2010.

Figure 9-3
Débit total et capacité de transport de pétrole lourd à partir de l'Ouest canadien



9.4 Capacité de financement

Enbridge s'attendait à ce que les coûts d'immobilisations totaux du projet s'élèvent à 2 milliards de dollars, à l'exclusion de la PFUDC. Enbridge serait l'unique propriétaire et exploitante du pipeline au Canada. En 2007, Enbridge disposait d'un programme d'effets de commerce de 300 millions de dollars fondé sur des crédits de sûreté offerts par un consortium bancaire, et elle s'attendait à conclure avant la fin de 2007 une entente avec un consortium bancaire pour

7 Le projet Southern Access consiste à agrandir et à prolonger le réseau principal d'Enbridge, incluant la modification de stations de pompage en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba, et la construction d'un nouveau pipeline au Wisconsin et en Illinois, afin d'accroître la capacité de transport de pétrole brut vers les raffineries du Midwest et plus loin. Les étapes 1A et 1B ont été approuvées par l'ONÉ le 6 septembre, tandis que les étapes 2A et 2B l'ont été le 25 janvier 2007.

l'établissement d'un instrument indépendant de crédit bancaire à terme d'un montant maximal de 1,5 milliard de dollars, afin de financer les coûts de construction du projet. Enbridge projette de refinancer le projet sur le marché public de la dette à long terme après l'achèvement des travaux de construction. Le financement par capitaux propres se ferait par le biais d'investissements périodiques de capitaux propres dans la société par Enbridge Inc., laquelle financerait ces contributions au moyen de liquidités internes et de transactions sur le marché financier.

Toute incertitude financière liée à la fluctuation des taux d'intérêt et au rendement des obligations durant la construction aurait une incidence sur la PFUDC, laquelle serait capitalisée et recouvrée au même titre que les autres capitaux. Le règlement conclu avec l'ACPP prévoit le recouvrement des frais d'intérêts auprès des expéditeurs (en fonction de la base tarifaire rajustée). Enbridge ne s'attendait pas que le risque financier qu'elle-même et Enbridge Inc. assument soit modifié de façon importante en raison du projet.

Les attentes liées au rendement du capital investi dans un projet peuvent affecter la capacité de financement par capitaux-propres et de financement par emprunt. Le règlement prévoit l'attribution d'une pénalité ou d'une prime financière à Enbridge, selon que les coûts contrôlables réels dépassent ou non certains seuils fixés en fonction d'un mécanisme de partage des risques lié aux coûts d'immobilisations (décrit au chapitre 8). Enbridge a employé les résultats d'une modélisation probabiliste des coûts d'immobilisations, selon lesquels il y avait 80 % de probabilités que les coûts d'immobilisations se situeraient entre 1,588 et 2,689 milliards de dollars. Se basant sur ces renseignements, les parties au règlement ont établi certains seuils aux fins du partage des coûts d'immobilisations contrôlables. Ces seuils ont été désignés les valeurs P10 et P90 pour les coûts contrôlables et les coûts non contrôlables[8]. D'après la répartition des coûts contrôlables et non contrôlables faite dans le règlement, lequel supposait un RCA de 9 % établi selon la formule de l'ONÉ, Enbridge a soutenu que le seuil P10 des coûts d'immobilisations totaux offrirait un RCA effectif de 13,64 %, tandis que le seuil P90 donnerait un RCA de 9,64 %.

Opinions des parties

La MPLA et la SAPL ont exprimé des inquiétudes au sujet de la disponibilité de réserves financières suffisantes à la fin de la vie utile d'un pipeline. Comme il est indiqué au chapitre 5, Enbridge a conclu des ententes sur de nombreuses questions avec la MPLA et la SAPL. En ce qui touche le financement des futurs coûts nets de cessation d'exploitation, tant l'ACPP qu'Enbridge ont indiqué qu'elles préféraient une solution applicable à l'ensemble de l'industrie et souligné qu'il faudrait renégocier le règlement si un tel financement devait être prescrit.

9.5 Incidence économique et commerciale

Enbridge a fait valoir que les effets résiduels possibles sur l'emploi et l'économie découlant de la construction et de l'exploitation d'Alberta Clipper comprennent des débouchés d'emploi pour les entreprises et les résidents locaux, ainsi que la production de recettes pour les administrations

8 Les ingénieurs-conseils qui ont effectué l'analyse de risques ont indiqué en interrogatoire qu'ils n'avaient donné aucun avis sur les probabilités associées à la composante des coûts contrôlables. Le témoin d'Enbridge qui a traité du règlement a indiqué qu'il n'avait aucune connaissance des conditions requises pour appuyer l'attribution de probabilités aux coûts contrôlables.

municipales, provinciales et fédérale. Une analyse des incidences économiques du projet a été effectuée par la firme Decision Economics Consulting Group (analyse de DECG). L'analyse comprend des estimations des incidences directes et indirectes sur les grands éléments de mesure macroéconomique, dont le produit intérieur brut, l'emploi, le revenu d'emploi et les recettes fiscales.

L'analyse de DECG a indiqué que les dépenses de construction directes pour Alberta Clipper totaliseraient 1,5 milliard de dollars (en dollars de 2007), exclusion faite des taxes de vente provinciales. Quatre-vingt dix-huit pour cent (98 %) de ce montant seraient dépensés au Canada pour l'achat de biens et de services, et 32 millions de dollars (2 %) seraient consacrés à des importations directes. Environ 95 % des dépenses directes seraient effectuées dans les trois provinces des Prairies, créant un effet d'entraînement du fait que ces dépenses ont des effets indirects dans l'ensemble du Canada. En y incluant les effets directs ou indirects (effets d'entraînement) des achats subséquents d'autres éléments de production, on estimait dans l'analyse de DECG que le projet accroîtrait la production canadienne d'un montant estimatif de 2,2 milliards de dollars[9], et le produit intérieur brut, d'un montant estimatif de 812 millions de dollars[10], dont une proportion de 70 à 74 % irait à la Saskatchewan et à l'Alberta.

L'analyse de DECG a également indiqué que le projet devrait accroître l'emploi canadien de 11 827 années-personnes d'emplois directs et indirects, la Saskatchewan et l'Alberta en accaparant 70 %. Le revenu de la main-d'œuvre, emplois directs et indirects inclus, devrait augmenter de 553 millions de dollars.

Selon l'analyse de DECG, les dépenses de construction engendreraient des revenus fédéraux directs et indirects de 142 millions de dollars, constitués de recettes provenant de l'impôt des entreprises et des particuliers et de taxes indirectes. En outre, les recettes d'impôt provincial sur le revenu augmenteraient de 118 millions de dollars, dont plus de la moitié irait à la Saskatchewan. Les impôts fonciers municipaux versés par Enbridge devraient augmenter de 6,3 millions de dollars par année une fois le pipeline mis en service.

Opinions des parties

AFL

La AFL s'est dite préoccupée par l'effet d'Alberta Clipper sur les investissements et le développement futurs dans l'industrie de la transformation à valeur ajoutée au Canada et sur la création d'emploi à long terme au Canada.

La AFL a fait valoir que la détermination de l'ONÉ concernant l'intérêt public doit tenir compte des répercussions découlant du fait que le projet faciliterait l'expédition à l'étranger de ressources naturelles non traitées. D'après elle, l'exportation de bitume aux États-Unis aurait des répercussions sur les investissements futurs et sur le développement du secteur de la valorisation et du raffinage et de l'industrie secondaire au Canada, de même que sur les emplois et les

---

9 Production – mesure de la valeur totale des biens et services produits dans l'économie pour répondre aux besoins du projet.

10 Produit intérieur brut (PIB) - mesure de la valeur totale des biens et services produits dans l'économie; comparativement à la production, le PIB mesure uniquement la valeur ajoutée dans l'économie.

débouchés à long terme au pays. La AFL craignait que l'exportation de pétrole brut non raffiné aux États-Unis réduise les emplois permanents à long terme dans les raffineries canadiennes.

La AFL a allégué qu'il n'y avait pas d'information sur la question de savoir si des investissements dans les industries à valeur ajoutée seraient perdus en raison de la présence d'un pipeline servant à exporter le bitume, ni d'indications quant à savoir si des emplois seraient créés aux États-Unis plutôt qu'au Canada. Selon la AFL, tant que l'on n'aura pas procédé à une analyse pour déterminer s'il est dans l'intérêt public canadien d'exporter le bitume, il sera impossible d'évaluer de façon juste et équitable si l'existence de pipelines tels Alberta Clipper est dans l'intérêt public.

La AFL a soutenu, de plus, que la preuve ne montre pas si la disponibilité d'une capacité de transport vers les États-Unis inciterait les producteurs à expédier du brut non raffiné aux États-Unis et, de ce fait, freinerait le développement de l'industrie du raffinage et de la valorisation au Canada. Elle a suggéré qu'avant de rendre sa décision, l'ONÉ exige d'Enbridge qu'elle fasse une évaluation des répercussions du projet sur les emplois du secteur de la valorisation et du raffinage au Canada et aux États-Unis.

La AFL a dit craindre que le recours actuel aux forces du marché et l'absence apparente d'un plan ou d'un cadre de politique énergétique national n'entraînent une démarche d'exploitation des sables bitumineux qui ne serve pas l'intérêt public général des Canadiens. D'après elle, il est prématuré d'approuver et de construire des pipelines, car il faut d'abord établir une politique visant à optimiser les multiples objectifs que sont la croissance économique, la viabilité environnementale et le développement du secteur énergétique pour s'assurer de ne pas perdre ou compromettre des débouchés de transformation à valeur ajoutée au Canada.

La AFL a demandé que la demande soit rejetée pour insuffisance de preuves ou mise en veilleuse, d'abord, pour permettre d'étudier les répercussions d'Alberta Clipper sur les industries de la valorisation et du raffinage au Canada et, ensuite, pour donner aux décideurs le temps d'élaborer une vision et une politique canadiennes qui aideraient à guider l'évaluation du projet.

SCEP

Le SCEP a dit craindre que, s'il était approuvé, le projet ne vienne affecter le développement économique de l'industrie canadienne du raffinage et miner la sécurité énergétique du Canada.

Le SCEP a laissé entendre que la mesure dans laquelle le bitume est valorisé au Canada a un impact sur le développement économique et, de là, sur l'intérêt public. Selon lui, les répercussions économiques générales de l'exportation de bitume aux États-Unis constituent l'élément crucial qui doit servir à déterminer si le projet va dans le sens de l'intérêt public canadien.

Le SCEP a argué que l'approbation d'Alberta Clipper aurait pour conséquence que la valorisation et le raffinage du pétrole extrait des sables bitumineux seraient effectués aux États-Unis et qu'il en résulterait qu'une part importante des retombées économiques irait aux États-Unis plutôt qu'au Canada. Il a fait valoir que si le projet n'était pas approuvé, les compagnies souhaitant raffiner du bitume seraient plus susceptibles de prendre la décision d'investir au Canada pour le faire ici.

Selon le SCEP, la preuve d'Enbridge est insuffisante faute d'analyser les répercussions possibles du projet sur l'industrie canadienne de la valorisation. Le SCEP a donc demandé que l'Office rejette la demande ou exige d'Enbridge qu'elle effectue une analyse approfondie des répercussions possibles d'Alberta Clipper sur les plans actuels d'expansion de la capacité canadienne de valorisation des sables bitumineux.

Le SCEP s'est dit préoccupé par le fait qu'il n'existe pas de réseaux d'oléoducs canadiens reliant directement la région des sables bitumineux à l'Est canadien et que l'infrastructure pipelinière américaine en place ne suffit pas pour transporter les approvisionnements de l'Ouest canadien vers l'Est du Canada. Il a fait observer que les forces du marché n'avaient pas permis d'établir une infrastructure pipelinière adéquate pour desservir les marchés de l'Est du Canada. Par conséquent, l'approbation d'Alberta Clipper signifierait que les marchés de l'Est du Canada continueraient à dépendre dans une large mesure des approvisionnements étrangers.

Le SCEP a également souligné l'importance cruciale que revêt la disponibilité d'un réseau pipelinier adéquat dans la décision de construire d'une nouvelle raffinerie. Il a mentionné les plans de Shell en vue de construire une nouvelle raffinerie à Sarnia et a argué que, faute d'une preuve indiquant que le projet augmenterait la capacité pipelinière aval à destination de l'Ontario, l'Office ne pourrait en conclure que la raffinerie que Shell propose à Sarnia bénéficierait d'un accès suffisant à la capacité pipelinière et aux approvisionnements en pétrole du BSOC.

Selon le SCEP, étant donné qu'Enbridge a démontré qu'elle préférait les marchés américains aux marchés canadiens, l'Office a deux choix : refuser d'approuver le projet, ou demander à Enbridge d'agrandir le réseau Lakehead d'Enbridge Energy Partners, L.P. (Lakehead) aux États-Unis, de façon à accroître la capacité de transport vers l'Est du Canada.

ACPP

L'ACPP a affirmé que, sans capacité pipelinière additionnelle, les ressources pétrolières resteraient inexploitées, ce qui ne serait pas dans l'intérêt public. Elle a fait observer que les producteurs appuyaient l'ajout de capacité pipelinière et que le règlement reflète l'importance que l'industrie accorde à une expansion rapide de cette capacité.

L'ACPP a souligné que les politiques énergétiques axées sur le marché ont permis d'assurer la croissance, de fournir des emplois aux Canadiens et d'instaurer une industrie du pétrole et du gaz d'envergure nationale. À propos des inquiétudes soulevées au sujet de l'absence de plan pour le développement futur de l'industrie, l'ACPP a laissé entendre que le plan consiste à faire en sorte que tous les intervenants du marché continuent à faire ce qui fonctionne le mieux, c'est-à-dire à répondre aux signaux du marché. Elle a soutenu que l'agencement de fournisseurs de pétrole brut, d'usines de valorisation, de raffineries et de pipelines constitue la réponse d'un marché qui fonctionne. Sous ce rapport, l'ACPP a indiqué qu'il y a une liste massive d'usines de valorisation et de raffineries qui en sont à diverses étapes de développement au Canada. À son avis, ces projets, dont le projet d'expansion de la raffinerie de Shell à Sarnia, n'existeraient pas sans un accroissement des approvisionnements pétroliers et l'expansion des pipelines pour transporter les approvisionnements vers l'Est.

Enbridge

Enbridge contestait l'allégation selon laquelle l'approbation du projet aurait des répercussions négatives sur l'industrie de la valorisation et du raffinage. Elle a indiqué que les intervenants du marché ont confiance que les rouages du marché fonctionnent de manière à répondre aux besoins à long terme du Canada et qu'il n'y a aucune preuve indiquant une opposition de la part de l'industrie de la valorisation et du raffinage. Enbridge a soutenu que les prix de l'énergie fournissent des signaux du marché adéquats en faveur du développement des ressources énergétiques et qu'ils représentent donc un élément important de l'efficacité du marché énergétique. D'après elle, toute restriction sur les exportations de bitume ou un rejet du projet entraverait le fonctionnement normal du marché.

Enbridge a fait observer qu'Albert Clipper accroîtrait la capacité de son réseau principal, permettant de transporter de plus grandes quantités d'un large éventail de produits, dont des produits raffinés. Si le marché amenait une expansion de la valorisation et du raffinage en Alberta, le réseau principal pourrait être adapté pour transporter ces produits vers les marchés. À son avis, l'expansion du réseau principal permettrait d'accroître la capacité de transport du bitume et du pétrole synthétique vers l'Ontario et le marché de l'Est du Canada, à condition que la demande soit suffisante.

Enbridge estime non fondées les craintes formulées par la AFL à savoir qu'il n'y aurait pas de bitume disponible pour l'industrie intérieure de la valorisation. Enbridge a laissé entendre qu'Alberta Clipper faciliterait la valorisation du bitume en Alberta, alléguant que le projet pourrait fournir la capacité nécessaire pour transporter des volumes croissants d'approvisionnements en pétrole synthétique à partir des projets d'installations de valorisation actuellement en cours de construction au Canada. Enbridge a également souligné qu'il n'y a actuellement pas assez d'usines de valorisation marchandes pour absorber toute la croissance projetée des approvisionnements en bitume et qu'il faudrait que la plus grande partie de ces approvisionnements soit écoulée sur les marchés de l'Ontario et des États-Unis.

Enbridge a mis en doute l'utilité de mener une analyse économique complète des répercussions du projet sur l'industrie de la valorisation et du raffinage. Elle a indiqué que le choix entre la valorisation et l'exportation du bitume est une question à laquelle sont confrontés de nombreux producteurs et intervenants du marché, et que ceux-ci en arrivent à des conclusions différentes selon leurs propres hypothèses sur les coûts et les prix. Compte tenu des différentes conclusions auxquelles peuvent en arriver individuellement les intervenants du marché, il serait difficile de mener une analyse probante des répercussions que pourrait avoir le rejet d'Alberta Clipper. Étant donné la valeur douteuse d'une telle étude, Enbridge a argué qu'il n'incombait pas au demandeur de la mener et que la AFL aurait pu produire une étude sur le sujet, mais ne l'a pas fait.

À propos de la demande du SCEP voulant qu'une étude soit faite des répercussions possibles du projet sur les plans d'expansion de la capacité de valorisation canadienne, Enbridge a déclaré qu'Alberta Clipper n'aurait aucun impact sur la viabilité de projets de valorisation existants ou à venir. La viabilité d'un projet de valorisation dépend des coûts, de la disponibilité de la main-d'œuvre et des matériaux, du prix des produits et des redevances. Toutefois, elle a laissé entendre que la construction d'une nouvelle raffinerie en Ontario n'irait probablement pas de l'avant s'il n'y avait pas d'accroissement de la capacité de transport du pétrole brut en provenance de

l'Ouest canadien, car les réseaux de pipelines existants fonctionnent généralement à pleine capacité. Enbridge a également mentionné que si les raffineries de l'Est du Canada avaient besoin d'approvisionnements en pétrole brut supplémentaires, son réseau pourrait être adapté pour répondre à ce besoin du marché.

Enbridge a soutenu qu'Alberta Clipper répondait à un besoin de l'industrie de disposer d'une capacité pipelinière supplémentaire pour le transport du brut de l'Ouest canadien vers les marchés. En réponse à la demande du SCEP voulant qu'on exige qu'elle agrandisse le réseau Lakehead, Enbridge a fait observer que l'ONÉ n'a pas compétence sur le réseau Lakehead aux États-Unis. Enbridge a argué qu'elle n'a pas de préférence pour les marchés américains et que son travail consiste à construire des pipelines pour répondre aux besoins de ses expéditeurs; elle a indiqué qu'elle est prête à répondre aux demandes d'expéditeurs concernant d'autres ajouts à la capacité de transport vers l'Est du Canada à mesure que les besoins à cet égard se matérialisent. Enbridge a également souligné qu'il y a d'autres projets à l'étude qui permettraient d'accroître la capacité de desservir les marchés de l'Ontario.

Opinion de l'Office

Dans sa preuve, Enbridge a fait valoir que la production de pétrole brut de l'Ouest canadien s'est accrue substantiellement et qu'elle continuera à croître en raison de la mise en valeur des sables bitumineux. De même, l'ACPP a indiqué dans son témoignage que la production des projets d'exploitation des sables bitumineux qui sont en cours de construction et dont les installations seraient en place d'ici le milieu de 2010, accroîtra l'offre et exigera l'ajout de capacité pipelinière pour assurer le transport du produit vers les marchés. Bien que certains intervenants aient demandé des éclaircissements au sujet du mode d'établissement des prévisions relatives à la production de pétrole brut, aucun d'entre eux n'a contesté ces prévisions. L'Office a examiné les variables et les risques pris en compte dans les prévisions de la production de pétrole brut et en conclut que ces prévisions sont raisonnables. Par conséquent, l'Office accepte l'argument selon lequel l'offre de pétrole brut va probablement dépasser les niveaux actuels dans les années à venir.

La preuve de l'existence de marchés pour absorber la croissance prévue de l'offre de pétrole brut en provenance du BSOC a été présentée dans l'analyse de marché faite par Muse Stancil. Cette analyse fournissait des détails sur la capacité de raffinage dans les principaux marchés de raffinage qui seraient accessibles via Alberta Clipper, dont l'Ontario et le Midwest américain. Aucun des participants présents à l'audience n'a contesté que les marchés sont adéquats. L'Office juge que l'évaluation de la demande de pétrole et des marchés prévus est raisonnable et est convaincu qu'il y aura des marchés suffisants pour absorber le pétrole brut pouvant être livré via Alberta Clipper.

Dans ses délibérations, l'Office a également examiné la nécessité d'une capacité additionnelle de transport de pétrole à partir du BSOC. L'analyse

de marché de Muse Stancil a démontré, à la satisfaction de l'ONÉ, qu'une production considérable de brut de l'Ouest canadien demeurerait inexploitée en l'absence d'Alberta Clipper. Par conséquent, l'Office estime que la preuve déposée au sujet de l'offre et de la demande de pétrole dans les marchés existants et de nouveaux marchés, combinée à des prévisions raisonnables d'ajouts de capacité pipelinière, était suffisante pour démontrer le besoin d'une capacité additionnelle de transport de pétrole à partir du BSOC. L'Office estime que pour favoriser le bon fonctionnement du marché, il faut disposer d'une capacité de transport suffisante pour acheminer les approvisionnements vers les marchés.

En plaidoirie finale, la AFL et le SCEP ont dit craindre que l'approbation du projet n'entraîne une pénurie d'approvisionnements intérieurs en bitume qui pourrait entraver la poursuite du développement de l'industrie nationale de la valorisation et du raffinage, et de là, freiner la création d'emplois. La AFL et le SCEP ont également avancé qu'il fallait mener d'autres études pour déterminer les répercussions économiques générales du projet. La AFL a déclaré qu'il n'y avait pas de plan national de mise en valeur des sables bitumineux. Elle a argué que le fait de s'en remettre aux forces du marché pourrait faire perdre ou compromettre des débouchés de transformation à valeur ajoutée. Elle a laissé entendre que l'Office devrait rejeter la demande ou en reporter l'approbation jusqu'à ce que les responsables des politiques puissent étudier la question plus à fond. Pour sa part, le SCEP a indiqué qu'approuver le projet sans exiger d'Enbridge qu'elle accroisse la capacité de transport vers l'Est du Canada porterait préjudice à la sécurité des approvisionnements de l'Est du Canada. Il a enjoint à l'Office de soit rejeter la demande, soit demander à Enbridge d'étendre son réseau Lakehead aux États-Unis.

L'Office, pour plusieurs raisons, n'est pas convaincu de la validité des conclusions tirées par la AFL et le SCEP au sujet des conséquences de l'approbation du projet.

Lorsqu'il examine la question de l'intérêt public général, l'Office s'attache à garantir que les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficients. Dans ce cas-ci, l'Office est d'avis qu'un marché qui fonctionne bien donne généralement des résultats qui sont conformes à l'intérêt public. Compte tenu de ce qui précède, l'Office estime qu'il ne serait pas dans l'intérêt public de rejeter le projet pour réserver une charge d'alimentation à des projets intérieurs d'installations de valorisation et de raffinage qui pourraient ou non être réalisés; la preuve présentée n'appuie pas l'assertion que l'industrie canadienne du raffinage croîtrait si le projet était rejeté. L'Office trouve qu'un autre facteur qui vient appuyer sa décision est le fait qu'aucun intervenant ou membre de l'industrie canadienne de la valorisation et du raffinage n'ait exprimé d'inquiétudes au sujet de la possibilité d'une pénurie de charges

d'alimentation ou d'autres conditions d'accès. En outre, la preuve produite devant l'Office indiquait que le projet envisagé pourrait permettre le transport d'un éventail de produits, dont des produits raffinés, ce qui réduirait le risque que le développement continu des raffineries intérieures soit entravé. La preuve a également révélé qu'advenant la production de produits raffinés supplémentaires, ces produits pourraient être transportés vers les marchés. Qui plus est, l'Office constate que la croissance prévue de l'offre resterait probablement supérieure à la capacité d'acheminement, même avec l'ajout de capacité apporté par le projet, ce qui laisse supposer que les besoins d'approvisionnement au Canada continueraient d'être satisfaits. En dernier lieu, l'Office tient compte du fait que, selon la preuve d'Enbridge, le projet aurait des effets positifs considérables sur l'emploi et sur l'économie au Canada, dont un accroissement de l'emploi équivalant à 11 827 années-personnes et une augmentation de 2,2 milliards de dollars de la production canadienne.

L'Office a examiné les résultats que pourrait entraîner l'approbation du projet et contre lesquels la AFL et le SCEP l'avaient prémuni. En l'espèce, l'Office ne trouve aucune preuve concluante d'un échec du marché qui justifierait d'accéder à la demande de ces intervenants, à savoir rejeter le projet, en reporter l'examen dans l'attente d'une autre étude ou exiger d'Enbridge qu'elle prolonge le réseau Lakehead aux États-Unis. L'Office fait observer que, de toute façon, la dernière demande n'est pas de son ressort.

L'Office note aussi qu'aucune des parties n'a contesté le mode de financement proposé par Enbridge ou sa capacité de recouvrer les coûts d'immobilisations, les dépenses d'exploitation ou les coûts de financement des installations faisant l'objet de la demande. L'Office juge que les arrangements sont raisonnables. Tel qu'il est indiqué au chapitre précédent, l'Office trouve que la présentation de preuves fondées sur des probabilités était utile, mais que celles-ci accusaient certaines lacunes. Nonobstant la modélisation des risques portant sur les coûts totaux du projet, qui a donné les valeurs P10 et P90 comme estimation des coûts totaux, on n'a présenté aucune preuve concernant l'à-propos d'appliquer les termes P10 et P90 aux coûts contrôlables. Dans ce cas-ci, cela a une incidence sur le RCA effectif, lequel dépend non seulement des coûts totaux, mais également de la partie contrôlable de ces coûts totaux. La preuve présentée faisait varier les coûts totaux, mais gardait la même proportion de coûts contrôlables dans tous les exemples utilisés pour estimer le RCA et l'incidence du projet sur les droits. L'Office estime que la preuve ne démontre pas la validité de l'assertion selon laquelle il y aurait 80 % de probabilités que le RCA se situe entre 9,64 % et 13,64 %. Néanmoins, l'Office est d'avis que les parties participant au financement du projet devraient être en mesure de bien juger l'information basée sur les risques, et Enbridge a offert des assurances sur la disponibilité de fonds.

L'Office s'est fondé sur l'estimation du RCA attendu et sur une estimation ponctuelle des coûts pour en conclure que le projet peut être financé.

Pour ce qui est de savoir si les réserves financières seront suffisantes pour payer les coûts de cessation d'exploitation à la fin de la vie utile du pipeline, la Loi sur l'ONÉ exige qu'une demande soit présentée lorsqu'il est prévu de cesser d'exploiter des installations. En outre, l'Office s'est engagé à aborder la question du financement de la cessation d'exploitation par le truchement de sa récente initiative de consultation relative aux questions foncières (ICQF)[11]. Comme les coûts d'Alberta Clipper seront intégrés à ceux du réseau principal et que le projet doit initialement avoir une durée économique de 30 ans, l'Office en conclut que la question du financement de la cessation d'exploitation peut être reportée jusqu'à la conclusion des travaux de l'ICQF. Cependant, l'Office rappelle à Enbridge qu'il lui incombe de se préparer financièrement en prévision de la fin de la durée de vie utile de ses installations.

L'Office estime que les arguments du demandeur concernant l'évaluation de l'offre de pétrole brut, des marchés et de la capacité de transport sont raisonnables. Le projet jouit de l'appui de l'industrie et peut être financé. Par conséquent, l'Office conclut que le projet est réalisable sur le plan économique et que les installations d'Alberta Clipper seraient vraisemblablement utiles et utilisées.

11 Voir la lettre de l'Office datée du 3 octobre 2007, dans laquelle il indique les cinq éléments à examiner.

Chapitre 10

Conclusion concernant le caractère d'utilité publique du projet

Enbridge a présenté une demande aux termes de la partie III de la Loi sur l'ONÉ concernant la construction et l'exploitation d'installations, et une demande tarifaire en vertu de la partie IV de la *Loi*.

En l'espèce, l'Office a examiné attentivement la preuve et les arguments que les participants à l'instance OH-4-2007 lui ont présentés et il a formulé dans les chapitres précédents ses conclusions sur les questions particulières qui relèvent de l'article 52. L'Office a également étudié la demande tarifaire, sous le régime de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ.

À la lumière de la preuve produite, l'Office est convaincu que les installations proposées sont d'utilité publique et qu'elles le demeureront à l'avenir, et estime, par conséquent, qu'il est conforme à l'intérêt public d'approuver le projet. En outre, l'Office juge que le règlement tarifaire proposé est acceptable, compte tenu des exigences de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ et des *Lignes directrices*.

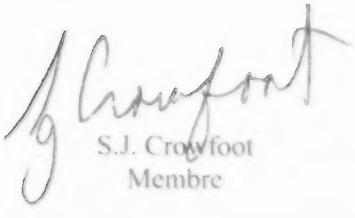
Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos Motifs de décision relativement à la demande examinée par l'Office dans le cadre de l'instance OH-4-2007.

Ayant fait la détermination requise en vertu de la LCÉE, l'Office approuve la demande d'Enbridge, aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, et recommandera que la gouverneure en conseil délivre un certificat à l'égard du projet, sous réserve des conditions d'approbation énoncées à l'annexe III.

J.S. Bulger
Membre présidant l'audience

K.M. Bateman
Membre



S.J. Crowfoot
Membre

Calgary (Alberta)
Février 2008

Annexe I

Liste des questions

1. La nécessité des installations proposées.

2. La faisabilité économique des installations proposées.

3. L'incidence potentielle du projet sur le plan commercial.

4. Le caractère approprié de la méthode de tarification et de la méthode de financement proposées pour le projet.

5. Les éventuels effets environnementaux et socioéconomiques des installations proposées, qu'elles soient nouvelles, modifiées ou converties, y compris les éléments décrits au paragraphe 16(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

6. Le caractère approprié du tracé général du pipeline, des exigences en matière de terrains et des effets sur l'utilisation des terres.

7. Le caractère approprié de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations proposées, y compris, mais sans s'y limiter, les questions de sécurité et d'intégrité.

8. Les effets du projet sur les Autochtones.

9. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée par l'Office.

Annexe II

Lettre à Enbridge concernant l'essai de remplacement de la validation de l'intégrité

Dossier OF-Fac-Oil-E101-2007-03 01
30 octobre 2007

M^me^ Jennifer H. Strain
Enbridge Pipelines Inc.
bureau 3000
425 – 1^st^ Street SW
Calgary (Alberta) T2P 3L8
Télécopieur : 403-231-7380

M. D. G. Davies
McCarthy, Tétrault LLP
bureau 3300
421 – 7^th^ Avenue SW
Calgary (Alberta) T2P 4K9
Télécopieur : 403-260-3501

Madame, Monsieur,

Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge)
Projet d'agrandissement Alberta Clipper (Alberta Clipper)
Ordonnance d'audience OH-4-2007
Plan proposé par Enbridge ayant trait à l'essai de remplacement de la validation de l'intégrité

L'Office national de l'énergie (ONE) a étudié la réponse de la société Enbridge aux demandes de renseignements numéros 2.1 a) et 2.1 b) de l'ONE, déposées le 19 octobre 2007 (les annexes 1, 2 et 3 contiennent des copies des demandes de renseignements de l'ONE et de la lettre d'accompagnement), ayant trait à la proposition d'effectuer un essai de substitution, à savoir l'essai de remplacement de la validation de l'intégrité (ou essai AIV, selon l'expression anglaise *alternative integrity validation*), plutôt que l'essai de pression hydrostatique, dans le cas de la mise à l'essai d'une partie d'Alberta Clipper. Après avoir étudié les récentes présentations du plan d'essai AIV d'Enbridge, l'Office considère que les exigences n'ont pas été entièrement satisfaites.

Dans le cadre des demandes de renseignements numéros 1 et 2 de l'ONE, l'Office avait exprimé ses craintes quant à l'absence de certains documents relatifs à l'essai AIV. Dans les demandes de renseignements tout comme dans la lettre d'accompagnement datée du 26 septembre 2007, l'Office indique clairement les attentes relatives à l'importance des renseignements requis et demande à Enbridge de fournir des renseignements détaillés suffisants avec son plan d'essai AIV afin de compléter le dossier des comptes-rendus de l'ordonnance d'audience OH-4-2007 avant la tenue de l'audience orale devant avoir lieu le 5 novembre 2007.

Dans le plan d'essai AIV d'Enbridge, on indique que la consultation des propriétaires fonciers au sujet de l'utilisation d'un processus impliquant un essai AIV n'a pas encore été tenue. L'Office s'attend à ce que les propriétaires fonciers de la zone où devraient avoir lieu l'essai AIV soient consultés.

L'Office constate aussi que l'essai AIV proposé porterait sur une section de 53 km d'un oléoduc pour le transport de pétrole brut, dans des conditions de service correspondant à 80 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée (LEMS), ce qui contraste avec les essais AIV antérieurs exécutés sur le terrain, au cours desquels les sections mises à l'essai étaient habituellement de courtes sections de gazoducs dont les canalisations étaient soumises à de faibles contraintes et qui étaient caractérisés par un coefficient de sécurité nominal établi avec prudence. De plus, Enbridge n'a pas fourni plus de détails sur la justification de la mise en œuvre du plan d'essai AIV ou sur le calendrier des différentes phases du processus, de la fabrication des composants de la canalisation jusqu'à la mise en exploitation.

L'Office s'attend à ce qu'un processus comportant un essai AIV puisse tout au moins garantir que le niveau de sécurité et de fiabilité des canalisations soit équivalent à celui obtenu lors d'un essai de pression et qu'il y ait un dossier faisant état du taux de succès des essais de pression exécutés par la société avant la mise en service. La mise en œuvre du processus d'essai AIV doit être faite dans le cadre d'un système de gestion de la qualité entièrement documenté pour lequel les programmes d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité constituent des éléments cruciaux. Le processus d'essai AIV doit en outre faire partie intégrante du processus de gestion de projet. L'Office demande que lui soit présenté un organigramme indiquant les responsabilités et les fonctions précises d'Enbridge et de ses contractants, afin de déterminer le degré de surveillance assurée par des professionnels expérimentés affectés à l'exécution de l'essai AIV. De plus, un élément portant sur la gestion du changement devrait être intégré au processus d'essai AIV afin de tenir compte des modifications requises dans le cadre de sa mise en œuvre sur le terrain. Une analyse détaillée du type de défaillance devrait être effectuée pour chaque étape du projet afin de pouvoir identifier les activités critiques et élaborer des critères, des mesures de contrôle ou des processus de validation adéquats. De plus, aucune preuve concrète n'a été soumise à l'Office, en ce qui a trait à la taille minimum à laquelle des éléments de canalisation pouvant causer des problèmes peuvent effectivement être détectés à l'aide de la ou des méthodes qui pourraient être utilisées pour vérifier l'étanchéité.

Compte tenu de ces lacunes, l'Office ne peut poursuivre l'évaluation de la méthode d'essai AIV proposée par Enbridge, et, de ce fait, il ne poursuivra pas l'étude de ladite méthode de remplacement dans le cadre des travaux relatifs à l'ordonnance d'audience OH-4-2007. Si Alberta Clipper est approuvé, Enbridge devra soumettre la canalisation à des essais de pression hydrostatique, conformément à la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation (CSA Z662, 2007) intitulée *Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz*.

L'Office réitère son soutien aux mesures visant la mise au point et la mise en œuvre de nouveaux processus et technologies efficaces, lesquels pourraient comprendre les essais AIV. Si la norme CSA Z662 ne traite pas des méthodes de ce type, il incombe tout de même au demandeur de démontrer, de manière proactive et détaillée, que l'utilisation de méthodes non classiques ou non éprouvées ne compromet pas l'intégrité de la canalisation et la sécurité du public. Si l'utilisation d'une méthode d'essai AIV est envisagée à l'avenir, y compris dans le cadre d'Alberta Clipper, l'Office s'attend à ce qu'Enbridge soumette, en temps opportun, une demande complète, afin que toutes les parties concernées puissent comprendre clairement l'ampleur des activités prévues et leurs répercussions sur le bien public.

Pour toute question, veuillez contacter M. Denis Saumure, conseiller juridique, au 403-292-6495, ou M^{me} Julie Fisk, conseillère juridique, au 403-299-2716.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, mes salutations distinguées.

Claudine Dutil-Berry
Secrétaire de l'Office

Pièces jointes

c.c. Toutes les parties concernées par l'ordonnance d'audience OH-4-2007

Annexe III

Conditions du certificat

Aux fins de toutes les conditions, le « début des travaux de construction » comprend le dégagement de la végétation, l'excavation et d'autres types de travaux de préparation de l'emprise qui pourraient avoir des répercussions sur l'environnement, mais exclut les activités relatives aux travaux courants d'arpentage.

Généralités

1. Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) doit se conformer à toutes les conditions décrites dans le présent certificat, sauf indication contraire de la part de l'Office.

2. Enbridge doit s'assurer que le projet, une fois approuvé, sera conçu, localisé, construit, mis en œuvre et exploité conformément aux spécifications, normes et autres renseignements apparaissant dans sa demande ou aux éléments correspondants dont elle a autrement convenu dans ses réponses à des questions dans le cadre de l'ordonnance d'audience OH-4-2007 ou dans des documents connexes.

3. Enbridge doit mettre en œuvre ou prendre les mesures nécessaires pour mettre en œuvre tous les programmes, politiques, pratiques, mesures d'atténuation des effets, recommandations et procédures visant à protéger l'environnement, qui font partie de sa demande ou y sont l'objet de références, ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses à des questions, dans le cadre de l'ordonnance d'audience OH-4-2007, ou dans des documents connexes.

Engagements

4. Enbridge doit :

   a) soumettre à l'Office, et afficher sur son propre site Web, au moins 60 jours avant la date prévue du début des travaux de construction, un tableau contenant une liste de tous les engagements pris par Enbridge au cours du processus relatif à l'ordonnance d'audience OH-4-2007 sur Alberta Clipper, des conditions imposées par l'ONE, ainsi que des dates d'échéance connexes;

   b) effectuer, sur son site Web, une mise à jour de l'état des engagements indiqués en a), et ce, au moins trimestriellement, et en aviser l'Office en conséquence.

Activités antérieures au début des travaux de construction

Calendrier des travaux de construction

5. Enbridge doit soumettre à l'Office, au moins 60 jours avant la date du début des travaux de construction, un calendrier détaillé de ces travaux, dans lequel sont clairement

identifiées les principales activités de construction, et elle doit aussi aviser l'Office au fur et à mesure de toute modification apportée au calendrier.

Manuels

6. Enbridge doit soumettre à l'Office les programmes et manuels suivants, et ce, dans les délais indiqués :

   a) Plan de santé et sécurité détaillé – 60 jours avant le début des travaux de construction;

   b) Programme d'exécution d'essais de pression sur le terrain – 14 jours avant la réalisation des essais.

Suivi des plaintes déposées par des propriétaires fonciers

7. Enbridge doit, à des fins de vérification, créer et maintenir des registres permettant de retracer, en ordre chronologique, les plaintes déposées par des propriétaires fonciers au sujet d'Alberta Clipper. Les registres en question doivent comprendre les éléments suivants :

   a) la date de réception de la plainte;

   b) le format de soumission de la plainte, c.-à-d. appel téléphonique, courrier, courriel, etc.;

   c) les dates des conversations téléphoniques subséquentes, du courrier échangé, des activités de surveillance ou des inspections effectuées sur le terrain, de la production de rapports de suivi et d'autres documents connexes;

   d) les renseignements, mis à jour, sur les personnes-ressources, pour toutes les parties concernées par la plainte;

   e) la description détaillée de la plainte;

   f) la date du règlement de la plainte;

   g) en cas de non-règlement de la plainte, au besoin, les mesures ultérieures devant être prises.

Plan de protection de l'environnement

8. Enbridge doit soumettre à l'Office, au moins 60 jours avant la date du début des travaux de construction, un plan de protection de l'environnement (PPE) actualisé, propre au projet. Le PPE doit contenir la description de toutes les procédures sur la protection de l'environnement, de même que de tous les engagements en matière de surveillance et de mesures d'atténuation des effets, qui ont été établis dans la demande d'Enbridge ou dont elle a autrement convenu dans ses réponses à des questions, dans ses demandes connexes ou dans le cadre de consultations avec d'autres organismes gouvernementaux. Les travaux de construction ne doivent pas être entrepris avant que le PPE n'ait été approuvé par l'Office.

Archéologie et paléontologie

9. Enbridge doit exécuter les activités suivantes :

   a) soumettre à l'Office, au moins 60 jours avant la date du début des travaux de construction, les résultats des études archéologiques et paléontologiques;

   b) incorporer au PPE les recommandations issues des études archéologiques et paléontologiques, y compris celles portant sur les tumulus de Thornhill.

Tumulus de Thornhill

10. Enbridge doit soumettre à l'Office, et, aux fins d'information, afficher sur son site Web, au moins 60 jours avant la date d'exécution des travaux de construction dans la zone des tumulus de Thornhill, un rapport portant sur les consultations qui ont été tenues avec des groupes autochtones au sujet des tumulus de Thornhill; le rapport doit répondre aux critères suivants :

    a) fournir un résumé identifiant les groupes autochtones qui ont participé aux consultations et leurs préoccupations respectives;

    b) indiquer la manière dont Enbridge prévoit réagir auxdites préoccupations.

11. Enbridge doit soumettre, à l'Office et aux groupes autochtones qui ont participé aux consultations, environ 30 jours avant la date d'exécution des travaux de construction, une version actualisée des activités de consultation avec les parties concernées des groupes autochtones, y compris, entre autres éléments :

    a) les activités de consultation avec les représentants de la Battlefords Agency Tribal Chiefs Inc. et de la Nation Métis - Saskatchewan;

    b) les préoccupations soulevées par les parties concernées des groupes autochtones;

    c) un résumé, pour approbation subséquente, indiquant comment Enbridge prévoit répondre aux préoccupations soulevées lors des consultations avec les groupes autochtones.

Activités exécutées durant les travaux de construction

Rapports d'étapes sur les travaux de construction

12. Enbridge doit soumettre mensuellement à l'Office, et ce, jusqu'à la fin des travaux de construction, des rapports d'étapes sur ces travaux, dans un format qui répond aux modalités que l'Office juge indiquées. Les rapports doivent comprendre des renseignements sur les activités exécutées au cours de la période visée par le rapport, sur toute question relative à la protection de l'environnement et à la sécurité et toute non-conformité, ainsi que sur les mesures prises pour résoudre les questions et non-conformités signalées.

Procédures de soudage et de mise à l'essai

13. Enbridge doit élaborer des programmes d'assemblage des tubes propres au projet et les soumettre à l'Office au moins 60 jours avant la date du début des travaux de soudage connexes. Les programmes d'assemblage des tubes doivent comprendre les éléments suivants :

    a) les exigences en matière de qualifications que doivent posséder les soudeurs;

    b) les exigences en matière de qualifications que doivent posséder les inspecteurs de soudures et de leurs fonctions;

    c) les techniques et méthodes de soudage qu'Enbridge se propose d'utiliser;

    d) les spécifications propres aux procédés de soudage utilisés et les registres d'agrément des procédés;

    e) les spécifications propres aux procédés de soudage utilisés pour effectuer le soudage de canalisations en service (le cas échéant);

    f) les méthodes d'essai non destructif (END), ainsi que les registres d'agrément des procédés à l'appui, dans lesquels se trouvent les détails sur les techniques et méthodes radiographiques ou basées sur les ultrasons, ou des deux types, qu'Enbridge prévoit utiliser, et ce, pour chacune des techniques de soudage;

    g) les critères d'acceptation relatifs aux défauts de soudage, et ce, pour chaque type de soudure (c.-à-d. pour des canalisations en exploitation, des raccordements et des réparations);

    h) des explications sur la manière dont les critères d'acceptation relatifs aux défauts de soudage ont été déterminés;

    i) tout renseignement supplémentaire à l'appui du programme d'assemblage des tubes.

Ressources archéologiques et patrimoniales

14. Si de nouvelles ressources archéologiques ou patrimoniales sont découvertes, Enbridge doit exécuter les activités suivantes :

    a) interrompre immédiatement tous les travaux en cours sur les lieux de la découverte et en aviser les autorités provinciales concernées;

    b) reprendre les travaux, mais seulement une fois l'autorisation accordée par les autorités provinciales concernées.

Activités exécutées après les travaux de construction

Essai de pression hydrostatique et autorisation de mise en service

15. Enbridge doit mettre à l'épreuve les canalisations d'Alberta Clipper en effectuant des essais de pression hydrostatique, conformément aux exigences de la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation intitulée *Réseaux de canalisation de pétrole et*

de gaz, 2007 et elle doit en soumettre les résultats à l'Office, dans le cadre de sa demande d'autorisation de mise en service.

Tumulus de Thornhill

16. Si, dans le cadre des consultations tenues conformément à la condition numéro 10, des préoccupations concernant les tumulus de Thornhill sont soulevées, Enbridge doit soumettre à l'Office, et, aux fins d'information, afficher sur son site Web, dans les 60 jours suivant la date d'exécution des travaux de construction dans la zone des tumulus de Thornhill, un rapport portant sur les consultations qui ont été tenues avec les groupes autochtones; le rapport doit répondre aux critères suivants :

    a) identifier toute préoccupation soulevée par les groupes autochtones au sujet des activités de construction exécutées dans la zone des tumulus de Thornhill;

    b) indiquer les mesures qu'Enbridge adopte, ou a déjà adoptées, afin de réagir auxdites préoccupations.

Soumission d'une confirmation par la société

17. Dans les 30 jours suivant la mise en service du projet approuvé, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un avis, de la part d'un dirigeant de l'entreprise, confirmant que le projet approuvé a été réalisé et construit conformément à toutes les conditions pertinentes de la présente ordonnance. Si la conformité avec l'une ou l'autre de ces conditions ne peut pas être confirmée, la société doit en présenter les raisons par écrit à l'Office. Le document déposé en application de la présente condition doit inclure une déclaration confirmant que le signataire du document est un dirigeant de l'entreprise.

Programme de surveillance de l'épaisseur de couverture de la canalisation

18. Enbridge doit exécuter les activités suivantes :

    a) soumettre à l'Office, pour approbation, dans les 90 jours suivant la date du début de la mise en œuvre d'Alberta Clipper, un programme de surveillance de l'épaisseur de couverture de la canalisation (PSÉC); le PSÉC comprendrait les éléments suivants :

        i) la fréquence des activités de surveillance;

        ii) la méthode utilisée pour exécuter la surveillance;

        iii) les mesures d'atténuation des effets, si les activités de surveillance indiquent que l'épaisseur de couverture de la canalisation est, en certains endroits, inférieure à 0,6 m; on doit aussi indiquer, dans ce cas, l'intervalle maximum permis entre la date à laquelle Enbridge est avisée de l'occurrence d'une faible couverture et celle où les mesures d'atténuation des effets sont mises en œuvre;

        iv) les moyens employés pour diffuser les résultats du PSÉC auprès des propriétaires fonciers touchés et les mesures permettant d'intégrer leurs

commentaires au processus d'élaboration des stratégies d'atténuation des effets;

b) intégrer le PSÉC à son programme de gestion de l'intégrité des pipelines et soumettre une description des moyens utilisés pour ce faire;

c) fournir une description des consultations avec les propriétaires fonciers dont les terres sont situées le long du tracé d'Alberta Clipper, dans le cadre de l'élaboration du PSÉC.

Surveillance de l'environnement après les travaux de construction

19. Au cours des cinq (5) années suivant la date du début de l'exploitation d'Alberta Clipper, Enbridge doit soumettre annuellement à l'Office, et, aux fins d'information, afficher sur son site Web, au plus tard le 31 janvier, un rapport de surveillance de l'environnement après les travaux de construction; le rapport doit comprendre les éléments suivants :

a) identification, sur une carte ou un diagramme, des endroits où des questions de nature environnementale ont été soulevées lors des travaux de construction;

b) discussion sur l'efficacité des mesures d'atténuation des effets adoptées au cours des travaux de construction et sur la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de ces mesures;

c) détermination de l'état actuel des questions identifiées (y compris celles soulevées par les propriétaires fonciers), et identification des questions qui ont été résolues et de celles qui ne le sont pas;

d) liste des mesures proposées par Enbridge, et des calendriers connexes, afin de régler toute préoccupation n'ayant pas été résolue.

Les sujets traités dans le rapport doivent comprendre, entre autres sujets traités, la productivité du sol des terres cultivées, les plantes nuisibles, la remise en état des prairies naturelles, les franchissements de cours d'eau et les espèces végétales préoccupantes.

Exercice d'intervention en cas d'urgence

20. Dans les six (6) mois suivant le début de l'exploitation d'Alberta Clipper :

a) Enbridge doit exécuter un exercice d'intervention en cas d'urgence au croisement avec la rivière Saskatchewan Sud et aux points de contrôle pertinents en aval, afin d'évaluer les éléments suivants :

i) les procédures d'intervention en cas d'urgence, y compris les délais d'intervention;

ii) la formation du personnel de la société;

iii) les systèmes de communication;

iv) le matériel d'intervention;

v) les consignes de sécurité;

vi) l'efficacité des activités de liaison et des programmes de formation continue.

b) Enbridge doit fournir à l'Office, au moins trente (30) jours avant la date de l'exercice d'intervention en cas d'urgence, les renseignements suivants :

i) la ou les dates et le ou les lieux de l'exercice;

ii) le type d'exercice;

iii) le scénario de l'exercice;

iv) la liste proposée des participants à l'exercice;

v) les objectifs de l'exercice;

vi) les critères d'évaluation.

c) Enbridge doit soumettre à l'Office, dans les soixante (60) jours suivant l'exécution de l'exercice d'intervention en cas d'urgence indiqué en a), un rapport final sur l'exercice qui comprend les éléments suivants :

i) les résultats de l'exercice;

ii) comment les objectifs de l'exercice ont été atteints;

iii) les points à améliorer;

iv) les mesures à prendre pour corriger les lacunes.

Date d'échéance du certificat

21. À moins d'indication contraire de la part de l'Office, avant le 31 décembre 2009, la date d'échéance du présent certificat est le 31 décembre 2009, à moins que les travaux de construction, dans le cadre d'Alberta Clipper, n'aient été entrepris avant cette date.

Annexe IV

Annexe A de l'ordonnance

ANNEXE A

Demande d'Enbridge Pipelines Inc. présentée le 30 mai 2007 aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*

Projet d'agrandissement Alberta Clipper
Dossier : OF-Fac-Oil-E101-2007-03 01

Caractéristiques techniques du pipeline

Type de construction Type	Nouvelle installation					
Emplacement	S'étend du terminal de Hardisty (Alberta) d'Enbridge, BK 175.4, coordonnée SE 30-42-9 W4M, à un point sur la frontière canado-américaine près de Gretna (Manitoba), BK 1245.2, coordonnée SE 4-1-1 WPM					
Longueur approximative	414,2 km	199,2 km	149,5 km	280,1 km	29,5 km	1,5 km
Épaisseur de paroi minimale	9,12 mm	9,53 mm	9,92 mm	10,31 mm	10,72 mm	14,59 - 17,15 mm
Pression maximale d'exploitation	7 710 kPa	8 060 kPa	8 390 kPa	8 720 kPa	9 060 kPa	7 718 - 9 060 kPa
Diamètre extérieur Eter	914 mm (NPS 36)					
Nuance d'acier	Nuance 483 MPa (X70)					
Norme sur les matériaux des tubes	Norme CSA Z245.1 ou API 5L					
Type de revêtement extérieur	Époxyde thermofusible					
Produit	Pétrole brut					

ANNEXE A (suite)

Caractéristiques techniques des installations

Emplacement des stations de pompage du pipeline Alberta Clipper			Installations de pompage	Sas de racleurs et PME de la conduite et du tube du sas
			Description des motopompes et PME du tube de refoulement [1]	
Alberta	**Hardisty** SE 30-42-9 W4M	BK 175.4	Quatre nouvelles motopompes et un EVF [2] 5 500 HP par pompe [3] PME = 9 930 kPa	Nouveau PME = 9 060 kPa
Saskatchewan	**Kerrobert** SE 34-33-22 W3M	BK 351.3	Deux nouvelles motopompes et un EVF 5 500 HP par pompe PME = 9 930 kPa	Nouveau PME = 8 720 kPa
	Milden SE 6-29-10 W3M	BK 475.0	Deux nouvelles motopompes et un EVF 5 500 HP par pompe PME = 9 930 kPa	-
	Craik SE 10-23-29 W2M - NE 3-23-29 W2M	BK 590.7	Deux nouvelles motopompes et un EVF 5 500 HP par pompe PME = 9 930 kPa	-
	Rowatt SW 33-16-19 W2M - NW 28-16-19 W2M	BK R38.9	Deux nouvelles motopompes et un EVF 5 500 HP par pompe PME = 9 930 kPa	Nouveau PME = 7 710 kPa
	Glenavon SW 22-14-9 W2M	BK 812.1	Deux nouvelles motopompes et un EVF 5 500 HP par pompe PME = 9 930 kPa	-
Manitoba	**Cromer** NE 17-9-28 WPM - SE 20-9-28 WPM	BK 958.8	Deux nouvelles motopompes et un EVF 5 500 HP par pompe PME = 9 930 kPa	Nouveau PME = 8 390 kPa
	Glenboro SE 3-7-14 WPM	BK 1103.3	Deux nouvelles motopompes et un EVF 5 500 HP par pompe PME = 9 930 kPa	-
	Gretna SE 8-1-1 WPM	BK 1242.4	Deux nouvelles motopompes et un EVF 5 500 HP par pompe PME = 9 930 kPa	Nouveau PME = 8 720 kPa

[1] PME : pression maximale d'exploitation
[2] EFV : entraînement à fréquence variable
[3] Conversion métrique : 1 000 HP (horsepower) égalent 746 kilowatts.

Type de construction	Installations nouvelles
Type d'installation	Instrumentation, dispositifs de commande et tuyauterie
Emplacement	Les neuf nouvelles stations de pompage d'Enbridge sur le pipeline Alberta Clipper (énumérées ci-dessus) (situées en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba)
Description	• Débitmètre à ultrasons à toutes les trois stations • Vannes de régulation de la pression de refoulement des pompes • Systèmes d'arrêt d'urgence
Produit	Pétrole brut

Type de construction	Installations nouvelles
Type d'installation	Bâtiments électriques
Emplacement	Les neuf nouvelles stations de pompage d'Enbridge sur le pipeline Alberta Clipper (énumérées ci-dessus) (situées en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba)
Description	• Structures modulaires préfabriquées d'environ 10 m sur 15 m • Équipement moyenne tension pour les moteurs des pompes, les systèmes de commande et le système d'alimentation sans coupure

Type de construction	Installations nouvelles
Type d'installation	Réservoirs et installations de terminal connexes
Emplacement	Terminal de Hardisty (Alberta) d'Enbridge, BK 175.4, coordonnées E1/2 19-42-9 W4M et SE 30-42-9 W4M
Description	• Six réservoirs hors terre de stockage de pétrole à paroi simple : - capacité de service de 31 800 m^3 (200 000 barils) - capacité nominale de 39 750 m^3 (250 000 barils) - hauteur 18,3 m - toits flottants externes • Bâtiments abritant les installations électriques, de comptage et d'assurance de la qualité • Bâtiment des dispositifs d'extinction – eau et mousse • Pompes auxiliaires pour alimenter les pompes de la canalisation principale
Produit	Pétrole brut